

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO  
INSTITUTO DE ECONOMIA  
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**UMA ANÁLISE DA VOLATILIDADE DO SETOR ELÉTRICO  
BRASILEIRO NA CRISE DE 2012: UM ESTUDO EMPÍRICO  
UTILIZANDO MODELOS GARCH**

Alan dos Santos Rockert

Matrícula nº 110052199

ORIENTADOR: Hugo Boff

MARÇO 2016

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO  
INSTITUTO DE ECONOMIA  
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**UMA ANÁLISE DA VOLATILIDADE DO SETOR ELÉTRICO  
BRASILEIRO NA CRISE DE 2012: UM ESTUDO EMPÍRICO  
UTILIZANDO MODELOS GARCH**

---

Alan dos Santos Rockert

Matrícula nº 110052199

ORIENTADOR: Hugo Boff

MARÇO 2016

# Resumo

A Medida Provisória 579 de 2012 alterou o padrão de remuneração das geradoras e transmissoras de energia elétrica, de forma a não ser atrativa para o capital privado, desencadeando uma forte queda do valor das ações dessas concessionárias em um período de hidrologia desfavorável. Esse trabalho utiliza modelos GARCH para investigar sobre a volatilidade no Setor Elétrico Brasileiro durante a crise do ano de 2012. Foi utilizado como benchmark setorial o Índice de Energia Elétrica da BMF & BOVESPA, entre os anos de 2009 e 2013. Os resultados encontrados indicaram algumas características na série durante a crise, quais sejam: um aumento na volatilidade, efeitos assimétricos e clustering mais significativos, e uma queda na relação risco e retorno, devido à média dos retornos terem ficado negativo no período de maior risco - maior volatilidade.

## Sumário

<b>Índice de Gráficos</b>	<b>5</b>
<b>Índice de Tabelas</b>	<b>6</b>
<b>Índice de Figuras</b>	<b>6</b>
<b>Lista de Abreviaturas e Siglas</b>	<b>7</b>
<b>Introdução</b>	<b>8</b>
<b>Capítulo 1.</b>	<b>10</b>
<b>Volatilidade em Séries Financeiras</b>	<b>10</b>
1.1 Volatilidade em Períodos de Crise	12
1.2 Volatilidade no Brasil e no Setor Elétrico	14
<b>Capítulo 2.</b>	<b>17</b>
<b>Histórico do Setor Elétrico Brasileiro no período entre 1990 e 2013.</b>	<b>17</b>
2.1 Período 1990 a 1994: Crise Fiscal e falência do modelo Estatal	18
2.2 Períodos 1994 a 2000: Modelo Liberal e Reforma Institucional	27
2.3 Períodos 2001 a 2004: Racionamento e o Novo Modelo	34
2.4 Período 2012 a 2013: MP 579/2012 e Lei 12.783/2013	47
<b>Capítulo 3.</b>	<b>59</b>
<b>Modelos Box-Jenkins</b>	<b>59</b>
3.1 Processos Estacionários	60
3.1 AR (p) – Processos Auto Regressivos	62
3.3 MA(q) – Processos de Média Móvel	64
3.4 ARMA (p,q) – Processos Auto Regressivos e Média Móvel	66
3.5 Critérios de Identificação	68
3.5.1 Função de Auto Correlação Parcial	68
3.5.2 Modelos de Informação	69
3.6 Processos Não Estacionários	70
3.6.1 ARIMA (P, D, Q)	72
3.6.2 Teste de Raiz Unitária: Dickey-Fuller	72
3.7 Estimação: Método de Máxima Verossimilhança	73
3.8 Análise dos Resíduos	74
3.8.1 Assimetria e Curtose	74
3.8.2 Teste de Normalidade	75
3.8.3 Teste de Linearidade	76
3.8.4 Teste Box-Ljung	77

## Capítulo 4. 78

<i>Literatura Estatística aplicada a Séries Financeiras</i>	78
---	----

## Capítulo 5. 82

<i>Modelos de Estimação da Volatilidade</i>	82
---	----

5.1 Modelos Heterocedásticos: ARCH e GARCH	83
5.1.1 ARCH ( $q$ ) - Auto Regressive Conditional Heteroskedasticity	86
5.1.2 ARCH-M - ARCH in Mean	88
5.1.4 GARCH ( $p, q$ ) – Generalized Auto Regressive Conditional Heteroskedasticity	89
5.1.5 EGARCH ( $p, q, r$ ) – Exponential GARCH	93
5.1.6 TGARCH ( $p, q, r$ ): Threshold GARCH	94
5.1.7 EWMA – Exponential Weighted Moving Average	95
5.1.3 SWARCH: Switching Models ARCH	96
5.1.8 Testes de Detecção de Heterocedasticidade	98
5.1.9 Estimação Modelos GARCH	99
5.2 Modelos de Volatilidade Estocástica	99
5.2.1 SV Model	99
5.2.2 SV Model com Mudança de Regime	104

## Capítulo 6. 105

<i>Metodologia e Dados</i>	105
----------------------------	-----

6.1 Índice de Energia Elétrica BMF&BOVESPA	105
6.2 Análise Empírica e Resultados	106

## Conclusão 119

<i>Bibliografia</i>	121
---------------------	-----

## Índice de Gráficos

Gráfico 1 Investimentos Históricos do Setor Elétrico 1980/97 US\$ bilhões	20
Gráfico 2 Percentuais das Receitas e Despesas do Fluxo do Caixa do SEB	23
Gráfico 3 Debt- to- Equity Ratio das Elétricas 1995	26
Gráfico 4 IEE 1992 - 1997	34
Gráfico 5 Risco de Déficit de Energia Maior que 5% entre 2001 e 2008 (%)	37
Gráfico 6 Estimativa do Impacto dos Atrasos dos Investimentos sobre os Níveis dos Reservatórios	38
Gráfico 7 ENA % entre os anos de 1997 e 2001	39
Gráfico 8 ENA % das Regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste	40
Gráfico 9 Demanda SIN para os anos de 2000 - 2003	41
Gráfico 10 Preço Spot e ENA % do submercado SE/CO	42
Gráfico 11 IEE 1998 - 2004	46
Gráfico 12 Composição da Tarifa de Energia Elétrica da Indústria	50

<b>Gráfico 13 Número de Agentes no ACL entre 2008 e 2013 .....</b>	<b>54</b>
<b>Gráfico 14 Reservatório e Preço Spot SE/CO período de 2012 - 2014.....</b>	<b>55</b>
<b>Gráfico 15 Reservatório e Preço Spot NE período de 2012 - 2014 .....</b>	<b>56</b>
<b>Gráfico 16 IEE 2005 - 2014.....</b>	<b>58</b>
<b>Gráfico 18 Retornos do IEE .....</b>	<b>110</b>
<b>Gráfico 19 Retornos IEE e IEE.....</b>	<b>110</b>

## **Índice de Tabelas**

<b>Tabela 1 Percentuais das Receitas e Despesas do Fluxo do Caixa do SEB.....</b>	<b>22</b>
<b>Tabela 2 Debt- to- Equity Ratio das Elétricas 1995 .....</b>	<b>26</b>
<b>Tabela 3 Privatização da Distribuição do Setor Elétrico Brasileiro nos anos 1990 .....</b>	<b>32</b>
<b>Tabela 4 Privatização da Geração do Setor Elétrico Brasileiro nos anos 1990.....</b>	<b>33</b>
<b>Tabela 5 Risco de Déficit de Energia Maior que 5% entre 2001 e 2008 (%) .....</b>	<b>37</b>
<b>Tabela 6 Resumo dos Desenhos Institucionais do Setor Elétrico Brasileiro 1990 – 2004 .....</b>	<b>46</b>
<b>Tabela 7 Resultado dos Modelos .....</b>	<b>116</b>
<b>Tabela 8 Critérios de Seleção.....</b>	<b>118</b>
<b>Tabela 9 Resumo da Volatilidade Estimada .....</b>	<b>118</b>

## **Índice de Figuras**

<b>Figura 1 Correlogramas do Período Completo, 1 e 2.....</b>	<b>108</b>
<b>Figura 2 ADF Testes .....</b>	<b>109</b>
<b>Figura 3 Resumos IEE .....</b>	<b>111</b>
<b>Figura 4 Correlogramas Log Retornos.....</b>	<b>113</b>
<b>Figura 5 Testes ADF Log Retornos.....</b>	<b>114</b>

## Lista de Abreviaturas e Siglas

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BID	Banco Interamericano de Desenvolvimento
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CF	Constituição Federal
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CRC	Conta de Resultado a Compensar
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica-
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargos de Serviços de Sistema
FMI	Fundo Monetário Internacional
ICMS	Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços
IEE	Índice BM & FBOVESPA Energia Elétrica
IGPM	Índice Geral de Preços do Mercado
IPEA	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
IUEE	Imposto Único sobre a Energia Elétrica
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MCSD	Mecanismo de Compensação de Sobras e Déicits
MME	Ministério de Minas e Energia
MW	Megawatt
MWh	Megawatt hora
O N S	Operador Nacional do Sistema
OLADE	Organização Latino Americana de Energia
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PND	Programa Nacional de Desestatização
RGR	Reserva Global de Reversão
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
UHE	Usina Hidrelétrica de Energia

# Introdução

O modelo institucional do setor elétrico brasileiro (SEB) vem sofrendo profundas transformações desde os anos de 1990s, período que se caracteriza pela privatização de muitos ativos no setor e menor atuação do Estado nas atividades econômicas. E nesse contexto de maior presença do capital privado, o mercado de capitais passa a ter uma especial importância na dinâmica setorial.

O setor elétrico nos últimos 30 anos passou períodos muito distintos, alguns marcados por grande estabilidade e baixo risco, e outros caracterizados por forte turbulência e risco elevado para as empresas. Períodos de hidrologia desfavorável e de estruturas regulatórias ineficientes e pouco atrativas ao capital privado fizeram com que as empresas do setor elétrico apresentassem forte volatilidade no mercado financeiro.

Em 11 de setembro de 2012, houve a promulgação da Medida Provisória 579 que alterou fortemente o marco regulatório das concessões, seguido de um período de hidrologia desfavorável e alto custo do preço de energia no curto prazo, desencadeando um forte processo de desvalorização das ações das elétricas e aumento da percepção de risco setorial (aumento da volatilidade).

A volatilidade e a previsão da mesma vêm sendo tratada com maior ênfase nas últimas décadas, devido à maior importância dos mercados financeiros. Na literatura sobre séries financeiras, surge desde os anos 1950s estudos da relação entre risco e volatilidade, com autores como Markowitz (1952), Tobin (1958), Sharpe (1964) e Black e Scholes (1976). Assim, ao otimizar um portfólio, o investidor tem interesse em conhecer a volatilidade e os riscos da sua carteira.

O objetivo desse trabalho é analisar a volatilidade do SEB – Setor Elétrico Brasileiro – e tentar averiguar quais foram os efeitos da crise do ano de 2012 e 2013 sobre o risco e o retorno setorial. Para isso foram utilizados modelos GARCH – *Generalized Auto regressive Conditional Heteroskedasticity Model* – para estimar a volatilidade do Índice de Energia Elétrica – benchmark setorial - antes e depois da crise.

O Capítulo 1 desse trabalho apresenta inicialmente uma revisão dos estudos sobre volatilidade em séries financeiras. Seguido de uma revisão de trabalhos sobre a volatilidade



em períodos de crise e posteriormente foram estudados os trabalhos sobre índices financeiros no Brasil e no SEB.

O Capítulo 2 faz uma revisão histórica do setor elétrico a partir dos anos 1980 até o ano de 2013. Passando pelo processo de privatização, crise de racionamento, reforma do Novo Modelo e pela crise dos anos de 2012 e 2013.

O Capítulo 3 é feita uma revisão sobre os principais conceitos na literatura em séries temporais. No Capítulo 4 é feita uma revisão da literatura específica para séries financeiras. E no capítulo 5 foram estudados os principais modelos de volatilidade: estocásticos e determinísticos.

No capítulo 6 é apresentada a metodologia e os resultados empíricos. E no capítulo 7 é feita uma conclusão e comentários finais sobre o trabalho.

# Capítulo 1.

## Volatilidade em Séries Financeiras

A volatilidade de séries financeiras vem sendo objeto de estudo tanto no meio acadêmico quanto nos departamentos de *pesquisa e análise de risco* em grandes instituições financeiras. O interesse na estatística se concentra principalmente nos modelos de previsão, os quais possibilitam aos agentes maximizarem o retorno de suas carteiras através da precificação dos ativos financeiros a partir de medidas de risco. Sabendo que todo investimento em ações apresenta um grau de risco associado, o qual varia de acordo com a volatilidade dos preços dos ativos, conseguir prever essa volatilidade futura permite aos agentes escolherem uma estratégia que esteja de acordo com o seu perfil de investimento, além de possibilitar ganhos financeiros.

Para maximizar o retorno de uma carteira, os agentes devem assumir algum grau de risco que esteja compatível com a capacidade de rendimento dessa carteira. Engle (2003) acredita que esse seja o paradigma central em finanças, onde se busca maximizar o retorno e minimizar o risco associado. A relação entre risco e retorno vem sendo objeto de estudo há muitas décadas na literatura econômica e financeira. Markowitz (1952) e Tobin (1958) associaram a medida risco a partir da variância do valor da carteira, onde a maximização dos retornos dependeria da minimização da variância dos preços dos ativos. Para minimizar a variância do valor da carteira, o investidor deveria escolher ativos que não apresentassem alto nível de correlação, para que assim pudesse reduzir o “risco não sistêmico”, descrito a seguir.

Markowitz (1952) diferencia dois tipos de riscos: o risco sistêmico e o não sistêmico. O primeiro não pode ser reduzido através da diversificação da carteira, pois depende de movimentos aleatórios que afetam toda a economia, afetando a volatilidade de todos os ativos. Já o risco não sistêmico depende das variações decorrentes dos resultados das empresas, alterações na sua estrutura de capital, condições de financiamento frente ao mercado de capitais e etc. Esse risco pode ser minimizado através da diversificação da carteira.

Sharpe (1964) desenvolveu um modelo no qual apresentava uma relação direta natural entre risco e retorno. O modelo do autor se chama CAPM – Capital Asset Pricing Model – o qual considera que todos os agentes tenham a mesma informação - ausência de assimetria de informação – e seguem a mesma estratégia de investimentos.

Black e Scholes (1972) e Merton (1973) foram responsáveis por desenvolver modelos aplicados na precificação de opções. Embora os autores tenham criado uma teoria na qual consideram-se as características específicas da dinâmica de negócios de opções, os resultados a respeito da relação risco e retorno foram os mesmos encontrados no modelo CAPM. Na dinâmica de negócios com opções, o agente que opera com put possui a capacidade de anular totalmente seu risco, pois possui o direito de não realizar a operação, ou seja, pode operar com hedge. Contudo, para operar dessa forma, o agente proprietário do put deve pagar por essa proteção, cujo custo varia de acordo com a volatilidade (risco) dos retornos do ativo.

Essas teorias que se baseiam na variância do valor dos ativos na análise de risco criaram estruturas para estimar e calcular essa estatística. Muitos autores ao observarem que a volatilidade variava ao longo da série passaram a utilizar a volatilidade histórica como medida de risco, onde a volatilidade é estimada pelo desvio padrão dos retornos em  $n$  períodos anteriores. Engle (2003) afirma que esse procedimento apresenta falhas estruturais ao modelar a dinâmica da volatilidade, pois para os mercados financeiros é importante saber a volatilidade em períodos futuros, que talvez não estejam relacionadas a observações passadas (tal como em crises e acontecimentos exógenos as informações do mercado). Outros procedimentos estatísticos mais sofisticados foram desenvolvidos, os quais serão descritos nesse trabalho em seções posteriores.

De forma geral podemos entender volatilidade como uma medida de dispersão dos preços dos ativos em torno de uma média. Essa variação é a que permite que os agentes que operam no mercado financeiro possam ter ganhos ou perdas ao se tornarem proprietários de ações, afetando diretamente o valor e a rentabilidade de suas carteiras. Quanto maior essa volatilidade, maior é a capacidade de se realizar lucros ou prejuízos. Assim os agentes ao conhecerem e anteciparem a volatilidade desses ativos financeiros em períodos futuros podem escolher qual a dimensão e quais riscos estão dispostos a incorrer.

A estimação e a previsão da volatilidade ganha mais importância em períodos de maior turbulência nos mercados, quando os preços dos ativos apresentam volatilidade mais elevada. Períodos de crise são historicamente caracterizados por apresentar alto nível de variação nos

índices e preços dos ativos financeiros. Assim a capacidade de analisar a volatilidade corrente e em períodos futuros possibilita durante as crises, que os agentes possam escolher estratégias que maximizem suas posições, dependendo do nível de aversão ao risco que possuam. (Gaio, et. al, 2007)

Para alguns setores da economia, como o setor elétrico, cujos investimentos possuem grandes períodos de maturação e necessitam de volumes significativos de capital, certo grau de estabilidade se faz necessário. Isso ocorre devido à grande necessidade dessas empresas de ter acesso aos recursos do mercado de capitais, e porque os investidores de *equities* possuem baixa liquidez nesses ativos. Logo, uma maior volatilidade das ações das elétricas gera uma maior percepção de risco sobre o setor como um todo, limitando sobremaneira a sua capacidade de crescimento, já que os agentes e as instituições do mercado financeiro passam a cobrar taxas mais elevadas de retorno sobre esses investimentos devido a um nível de incerteza maior.

Na seção 1.1 serão revisados trabalhos que analisaram os mercados financeiros, principalmente quanto a sua volatilidade, durante os períodos de crise. E na seção 1.2 discorreremos a respeito de estudos sobre a volatilidade de índices nacionais e do Setor Elétrico Brasileiro – o SEB.

### ***1.1 Volatilidade em Períodos de Crise***

Kindleberger (2000) define crise financeira como um cenário em que ocorre uma grande desvalorização dos ativos ou quebra de instituições fundamentais na estrutura do mercado financeiro. Santos et al. (2009) afirmam que essas crises se tornaram uma característica comum com o desenvolvimento capitalista e elas são as grandes responsáveis por gerar aumento no nível de incerteza nos mercados. O nível de incerteza está diretamente relacionado com a percepção do risco de uma carteira, o qual é determinado pela volatilidade dos ativos componentes.

Os autores Kapopoulos e Siokis (2005) estudaram as crises financeiras que ocorreram durante os anos de 1980 até início dos anos 2000 e concluíram que as crises a partir dos anos 1990 passaram a demonstrar maior persistência na volatilidade a partir dos choques sobre os retornos, necessitando assim de períodos mais longos de tempo para que a volatilidade voltasse para a média de longo prazo. (Chong, 2011).

Choudhry (1996) estudou os efeitos da crise de 1987 em seis diferentes países emergentes, buscando analisar a volatilidade dos mercados de ações. O autor utilizou um modelo GARCH-M (GARCH in Mean) para tentar captar a presença de excesso de retorno (prêmio de risco) e a persistência do choque após a quebra da bolsa de valores em 1987. O resultado da pesquisa mostrou que alguns mercados, como o da Argentina, Grécia e Índia passaram a apresentar efeitos mais intensos sobre a heterocedasticidade do erro, com aumento das estatísticas ARCH-LM. Todos os países emergentes na análise passaram a apresentar maior indicador de persistência da volatilidade (clustering volatility), contudo o autor teve dificuldade em conseguir captar os efeitos do aumento da volatilidade sobre o prêmio de risco sobre os retornos. (Chong, 2011)

Os efeitos da crise asiática de 1997 sobre a volatilidade dos retornos das bolsas de valores de diferentes países foi investigada pelos autores Chakrabarti e Roll (2002), Law (2006), Leeves (2007) e Karunanayake et. al (2010). Chakrabarti e Roll (2002) analisaram os mercados de ações do Leste Asiático, considerando passivo de refletir com maior intensidade os efeitos da crise, em comparação com as bolsas Européias, as quais estariam mais blindadas. Os autores apresentaram resultados nos quais afirmavam que houve um aumento na volatilidade dos retornos nas duas regiões comparadas. Contudo, o Leste Asiático apresentou um aumento na volatilidade quatro vezes superior ao observado na Europa. (Chong, 2011)

Law (2006) analisou a crise da Ásia de 1997, com ênfase nos efeitos sobre a bolsa da Malásia. O autor afirma que o choque fora responsável por gerar grande persistência de aumento sobre a volatilidade dos retornos, onde essa volatilidade mesmo que venha decaindo, em março de 2003 ainda não conseguira atingir o nível apresentado antes da crise. (Chong, 2011)

Leeves (2007) investigou os efeitos da crise asiática sobre Índice da bolsa de Jakarta, observando que a série apresentava leverage effects – efeitos assimétricos do sinal dos choques sobre os retornos – onde choques negativos sobre os retornos geravam maiores efeitos sobre a volatilidade do que choques positivos, durante o período da crise. Após 1999, os choques passaram a apresentar maior simetria e queda na persistência sobre a volatilidade. (Chong, 2011)

Karunanayake et. al (2010) analisou os efeitos sobre retornos das bolsas de valores norte americanas a partir a crise de 1997 na Ásia e da crise do sub-prime em 2008 nos Estados Unidos, Os autores evidenciaram que houve aumento da volatilidade sobre os retornos

durante as duas crises, embora a média dos retornos não tenha se alterado, os efeitos das crises apresentaram forte persistência na volatilidade. (Chong, 2011)

Dooley e Hutchison (2009), Celikkol et al (2010), Longstaff (2010), Ramlall (2010), e Chong (2011) investigaram sobre os efeitos da crise do sub-prime em 2008 sobre a volatilidade dos retornos dos ativos financeiros em diferentes mercados. Dooley e Hutchison (2009) evidenciaram que houve um grande aumento na volatilidade, com forte efeito de clustering, e acentuada queda nos índices de ações após o anúncio da quebra do Lehman Brothers – na época um dos maiores bancos de investimento norte-americanos - tanto nos Estados Unidos como nas bolsas de países emergentes. (Chong, 2011).

Celikkol et. al. (2010) analisaram os efeitos da crise americana de 2008 sobre o índice de ações da bolsa da Turquia, o ISE 100, e evidenciaram grande aumento na volatilidade da série. Longstaff (2010) aplicou análise semelhante e observou os mesmos efeitos em outros mercados financeiros no mundo. Ramlall (2010) analisou as séries financeiras dos maiores mercados financeiros internacionais, e concluiu que houve aumento do clustering e de Leverage Effects sobre a maioria das bolsas internacionais. (Chong, 2011)

Chong (2011) analisou os efeitos da crise do sub-prime sobre o mercado norte americano, analisando a volatilidade do índice diário S&P 100 através de um modelo GARCH (1,1) e os seus resultados a respeito do clustering da volatilidade foram semelhantes aos trabalhos feitos por Ramlall (2010) e Dooley e Hutchison(2009). Chong (2011) afirma que somente após a quebra do banco Lehman Brothers é que os efeitos sobre a volatilidade se tornaram significativos, e embora a volatilidade tenha passado a reduzir após o choque, a taxa de queda foi muito pequena (forte persistência). Contudo, o trabalho tenha apresentado limitações por não incorporar os efeitos assimétricos na estimação da volatilidade dos retornos, o que potencialmente tenha afetado o resultado encontrado.

## ***1.2 Volatilidade no Brasil e no Setor Elétrico***

No Brasil, a literatura em séries temporais se concentra nos estudos da volatilidade com ênfase na análise comparativa entre modelos, ranqueando-os de acordo com a sua capacidade de explicação da dinâmica de certos fatos estilizados comuns a séries de retornos. Abaixo veremos inicialmente trabalhos sobre a volatilidade de índices brasileiros e em seguida estudos sobre a volatilidade no setor elétrico.

Carvalho et. al. (2005), ao investigarem sobre o mercado financeiro nacional, evidenciaram que a volatilidade do mercado brasileiro apresenta características semelhantes aos mercados norte americanos. Os autores utilizam modelos do tipo GARCH e EWMA (exponentially weighted moving average) sobre dados intra-diários da BMF&BOVESPA, e os seus resultados apontaram que a distribuição dos log retornos segue distribuição próxima a Normal, e que o log da variância condicional apresentou memória longa (persistência) – o que não fora evidenciado com os dados americanos. E o modelo EWMA se mostrou menos capaz de realizar previsões, apresentando menos precisão nas análises remissivas.

Otuki et. al. (2008) investigaram sobre a existência de efeitos assimétricos na volatilidade das séries de retornos dos índices de ações na Argentina, Brasil e México para os anos de 2000 a 2005. Os autores utilizaram modelos GARCH, EGARCH, e TARCH, e os resultados apontaram que o modelo de melhor ajuste fora o EGARCH (1,1) para o índice IMEX, e para os índices IBOVESPA e Merval, o modelo TARCH (1,1) se mostrou mais eficiente. Os resultados também confirmaram hipótese de assimetria, evidenciados por efeitos maiores na volatilidade a partir de choques negativos.

Gaio et. at. (2007) estudaram a volatilidade do IBOVESPA através de modelos da família ARCH. Os resultados apontaram a existência de assimetria e de persistência na volatilidade, evidenciados pela significância estatística dos estimadores dos modelos GARCH, EGARCH e TARCH gaussianos.

Caseline e Eid Jr. (2008) usaram um modelo de dados em painel para investigar a sensibilidade da volatilidade das ações brasileiras a algumas variáveis explicativas. A partir dos resultados obtidos, os autores confirmaram a presença do efeito alavancagem sobre a volatilidade (ver Black Scholes (1976)), onde uma queda no valor das ações ao alterar a estrutura de capital da empresa, acaba por aumentar a volatilidade dos seus retornos.

Morais e Portugal (1999) realizaram um estudo sobre a volatilidade do IBOVESPA a partir de modelos estocásticos e determinísticos, para o período de julho de 1994 a outubro de 1998, o qual compreende as crises do México, Ásia e a Moratória Russa. Os autores evidenciaram efeitos assimétricos e persistência na volatilidade através do modelo EGARCH, contudo, o modelo GARCH (1,1) foi o que melhor apresentou capacidade de ajustamento, o qual também sugere existência de persistência na volatilidade. Para Moraes e Portugal (1999), os modelos estocásticos e determinísticos foram ambos eficientes na modelagem da variância condicional, pontuando que o modelo estocástico apresentou melhor performance em

períodos turbulentos, enquanto que os modelos GARCH foram melhores em períodos de menor volatilidade.

Jubert et. al. (2008) estudaram o padrão da volatilidade dos índices da bolsa brasileira BMF&BOVESPA. O período analisado foram os anos de 2006 e 2007, os resultados confirmaram a presença de efeitos assimétricos e de persistência em todas as séries. O IBOVESPA foi o índice que apresentou a menor volatilidade, explicada pela maior diversificação do índice. Os autores evidenciaram que o IEE foi o índice que mais apresentou estatística de efeitos assimétricos, sendo confirmado pelo modelo TARCH, com estimadores estatisticamente significativos, inferindo que choques negativos nos retornos geram efeitos superiores na volatilidade do que choques positivos de mesma dimensão.

Carnini Medeiros (2012) analisou os índices setoriais da BMF&BOVESPA, utilizando modelos da tipo ARCH-GARCH, com o objetivo de inferir a respeito de qual modelo seria mais eficiente na estimação da distribuição da variância condicional, e averiguar se os índices se diferenciam quanto a essa distribuição. O autor evidenciou que os modelos com efeitos assimétricos foram mais eficientes, onde o modelo TGARCH (1,1) modelou melhor a variância condicional dos índices IEE, IFNC e INDX. Os resultados também apontaram para a presença de persistência e assimetria da volatilidade dos retornos.

Carnini Medeiros (2012) utilizou dados de fechamento dos índices no período de janeiro de 2005 a setembro de 2011. A partir desses dados, o autor observou que o IEE fora o índice que menor apresentou volatilidade média. Contudo, deve-se pontuar que esse período o setor elétrico apresentava uma das suas melhores fases, com forte estabilidade regulatória, com trajetória alta e poucos e curtos momentos de baixa.

Bragança et. al. (2014) investigaram através de um modelo GARCH bivariado, do tipo BEKK, como que as intervenções regulatórias do ano de 2012 influenciaram o risco nos setores de telecomunicações e energia elétrica. Os autores concluíram que a Medida Provisória 579 afetou a volatilidade das ações do setor elétrico, aumentando a volatilidade média e a persistência da média das ações do setor. Enquanto que o setor de telecomunicações não mostrou sensibilidade em relação a intervenção da ANATEL, o índice de empresas do Setor Elétrico e de telecomunicações teve sua volatilidade alterada pela Medida Provisória 579, através de efeito de contágio.



## **Capítulo 2.**

# **Histórico do Setor Elétrico Brasileiro no período entre 1990 e 2013.**

Os anos de 1990s foram caracterizados como um período de transição entre um modelo econômico liderado pelo Estado, para outro onde o capital privado seria o agente principal. A crise fiscal e externa brasileira limitava sobremaneira a capacidade do Estado de continuar investindo nos serviços de utilidade pública, os quais demandavam altos investimentos, e careciam de um salto na produtividade. A estratégia escolhida pelo governo brasileiro, em consonância com as agências multilaterais mundiais (FMI, Banco Mundial e BID), foi utilizar da abertura ao mercado externo, para inserir o país no mercado global. O setor elétrico foi um dos setores protagonistas nesse processo, devido à alta importância relativa que o setor apresenta na economia brasileira, e devido às grandes necessidades de melhora na produtividade setorial, diante a um cenário de baixa liquidez e alta alavancagem. O governo utilizou a privatização como estratégia de desenvolvimento setorial.

A alteração do marco regulatório foi caracterizada por uma forte descentralização do planejamento do setor nos anos 1990s, com a adoção de um modelo liberal, quando fora criado uma agência reguladora – ANEEL – e um mercado de energia com padrões concorrências. Contudo esse modelo não conseguiu ser razoável quanto à sustentabilidade e segurança energética, considerando que o sistema elétrico brasileiro ser majoritariamente hidrelétrico, demandava-se uma maior atuação do Estado como planejador da geração e da integração das linhas de transmissão.

O que acarretou em uma segunda reforma no início dos anos 2000s, frente a uma dinâmica de insuficiência estrutural no parque elétrico de geração e um racionamento de grande escala a nível nacional. Novos agentes do setor público foram criados, com uma segunda alteração no marco regulatório, onde o Estado passou a ser o responsável pelo planejamento centralizado das obras de geração e transmissão, através dos leilões, o que ficou conhecido como “Novo Modelo do Setor Elétrico”.

Uma nova grande alteração do SEB foi através da Medida Provisória 579 em 2012, que veio posteriormente se tornar a lei 12.783/2013, a qual dispunha sobre as regras a respeito à renovação das concessões de geração e transmissão do setor elétrico que venceriam entre 2015 e 2017 e sobre a estrutura dos encargos setoriais, cujo objetivo central era de redução do custo de energia nacional, visando principalmente à modicidade tarifária. Contudo, a medida não foi bem aceita pelo mercado de capitais, que reagiu de maneira imediata, gerando queda acentuada nas ações dos maiores grupos financeiros e aumento da percepção de risco no setor. Alterando o padrão dos papéis ligados ao SEB, que historicamente apresentavam baixa volatilidade e pagamento de altos dividendos, sendo considerados como ativos de baixo risco e bons retornos de longo prazo.

## ***2.1 Período 1990 a 1994: Crise Fiscal e falência do modelo Estatal***

Na década de 1960, houve um aumento da participação pública em diversos setores da economia, com forte centralização do poder sob a esfera federal, fato derivado diretamente da reformulação política do período. O setor elétrico passou a ser controlado majoritariamente pelo setor público, quando empresas estatais federais e estaduais ficaram responsáveis por todas as etapas da indústria (geração, transmissão, sistemas isolados e distribuição de energia), com características extremamente verticalizadas. A maior capacidade de gestão por parte do governo, devido ao planejamento centralizado permitiu a construção de grandes obras de geração e integração de grandes sistemas de transmissão, o que gerou ganhos de produtividade, com forte redução nos custos de produção e um estímulo ao aumento da demanda. (Goldenberg, 2003).

O país por apresentar forte potencial hidrelétrico, com redes fluviais extensas ao longo do território nacional, possibilitou fortes ganhos de escala através da construção de grandes centrais hidrelétricas e linhas de transmissão integradas. Nesse período de centralização política, com forte necessidade de expansão da capacidade de geração e integração elétrica nacional, ainda muito incipiente, considerou-se como modelo ideal para o setor, a estruturação de um monopólio estatal verticalizado, onde o governo federal centralizasse a gestão e os investimentos (Oliveira, 1997). Embora as concessionárias de distribuição fossem

de domínio da esfera estadual, o estabelecimento de políticas setoriais eram efetivamente determinadas pelo governo federal.

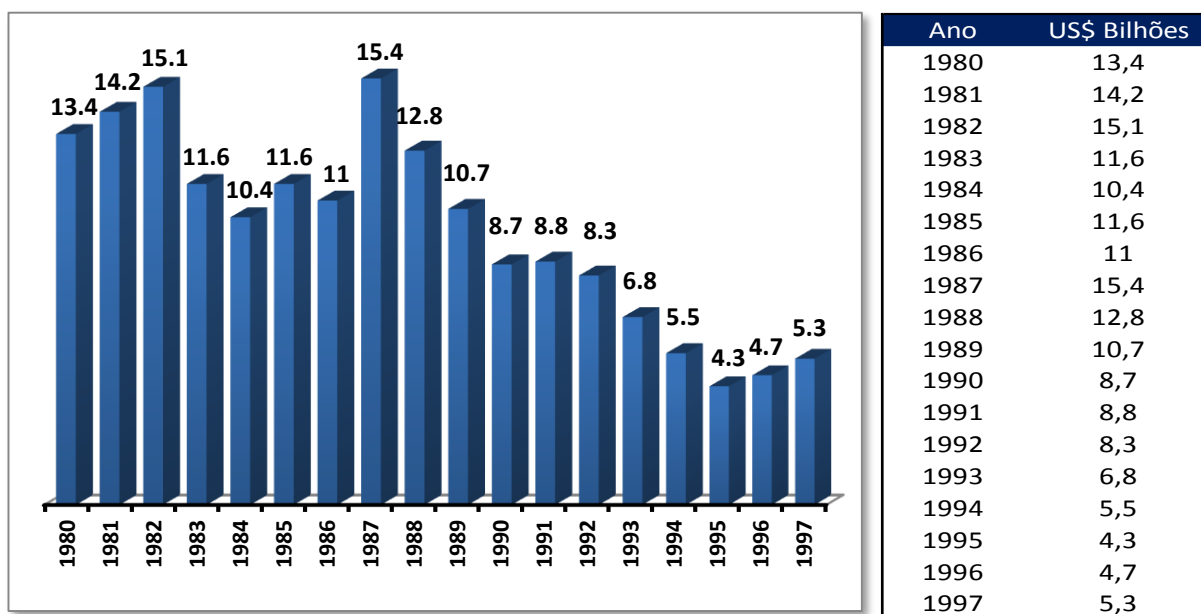
O modelo de substituição de importação adotado no Brasil a partir dos anos de 1960s defendia a idéia de centralização da atividade econômica através dos agentes do Estado, os quais deveriam ser responsáveis pela alteração da dependência externa, onde investimentos em infraestrutura e em indústria capital intensivas seriam o centro desse processo, indústrias essas geralmente caracterizadas como “monopólios naturais”. O modelo adotado foi defendido por ser não somente o que supria as necessidades técnicas e econômicas do SEB, mas por ser o mainstream da política nacional do período.

A Eletrobrás, empresa federal cuja criação foi aprovada em 1961, (pela Lei nº. 3890-A) passa a ter papel central no planejamento e controle do setor pelo governo federal. A empresa passa a assumir função de gestora de recursos setoriais, coordenadora técnica do planejamento e expansão do setor, principalmente geração e transmissão. Após o golpe militar em 1964, as empresas do grupo AMFORP foram vendidas para o governo, ficando sob gestão da Eletrobrás, que a partir de então passou a ser holding das estatais federais. Ao final de 1978, o maior grupo privado ainda remanescente no setor, o grupo controlador da Light, vendeu suas empresas para o governo federal, que passaram também para o domínio da Eletrobrás, assim estatizava-se completamente o setor elétrico (excetuando uma parcela de 4% de pequenas empresas). (Jose Bonifacio, 2003).

No início dos anos 80, após a crise do petróleo de 1979, a “maxidesvalorização cambial” de 1980 e o aumento dos juros internacionais, agravou a situação externa do país, o qual já havia apresentado fortes desequilíbrios na balança de pagamentos, o que limitou sobremaneira a capacidade de financiamento das empresas do setor elétrico. Como as tarifas eram controladas de maneira artificial, para controle inflacionário e como mecanismo de política desenvolvimentista, o setor elétrico passou a se encontrar com restrições ao financiamento externo, e insolvência financeira estrutural, devido ao desajuste entre custos e preços praticados. (Yollanda, 1999). O endividamento externo do setor elétrico representava 25% de todo o endividamento externo brasileiro em 1980. Com o choque de juros americanos, e como os contratos eram indexados a taxas de juros flutuantes, houve um aumento muito elevado do montante total da dívida externa no setor, e de toda a economia brasileira. (Beluzzo, 1983).

O Gráfico 1 mostra a trajetória de queda nos investimentos do setor elétrico, fenômeno derivado diretamente da crise financeira do setor público nacional e da baixa liquidez mundial. O SEB apresentava no início de 1980 uma média de 14 bilhões de dólares/ano, passando para a casa dos 8 bilhões de dólares/ano no início da década de 1990. (Ferreira, 2000).

**Gráfico 1 Investimentos Históricos do Setor Elétrico 1980/97 US\$ bilhões**



Fonte: Ferreira (2000 pág. 191).

De acordo com Goldenberg (2003), o pior problema do setor elétrico nos anos 80 surgia a partir do desajuste entre tarifa e custos. Os contratos do setor previam que as tarifas deveriam ser calculadas num modelo pelo “custo do serviço”, contudo, a remuneração do setor ficou abaixo do valor previsto pela lei, cujo valor mínimo legal era de 10% a.a (Vieira, 1998 e Jose Bonifacio, 2003). Como a correção monetária no ano 1980, ficou bem abaixo da inflação corrente, houve uma degradação do valor corrigido da base de ativos, e da base de remuneração, além do irrealismo tarifário praticado para fins de controle inflacionário. (Jose Bonifacio, 2003). As empresas do setor (majoritariamente estatais) eram utilizadas como ferramentas de combate a inflação, além de serem utilizadas para reduzir os déficits da balança de pagamentos, onde o governo utilizava das empresas estatais como mecanismos de dívida, para fins de financiamento dos custos com petróleo. (Goldenberg, 2003).

O Brasil se encontrava numa crise fiscal, inflacionaria, de baixo crescimento e uma situação externa em processo de degradação. Jose Bonifacio (2003) resume a situação externa brasileira abaixo:

*Os anos 1980 começaram sob a herança dos dois “choques” de preços do petróleo (1973-4 e 1978-9), e a elevação da taxa de juros iniciada nos EUA no governo Carter, criando graves desequilíbrios nas contas externas dos países dependentes de petróleo e altamente endividados da América Latina. A continuidade da elevação da prime rate dos EUA, sob a administração republicana de Ronald Reagan, levou-a ao recorde de 21% ao ano, contra cerca de 6% em meados dos anos 70 – refletindo-se nas taxas de juros internacionais, com os conseqüentes desarranjos adicionais impostos aos balanços de pagamentos, e o agravamento das dificuldades para servir a dívida externa, em grande parte constituída por empréstimos internacionais contratados a taxas de juros flutuantes. A “quebra” do México em 1982 tornou explícita a gravidade da situação, dando início a um período de forte turbulência no mercado financeiro internacional, requerendo inclusive a intervenção emergencial do Tesouro do EUA, com a concessão de empréstimos de curto prazo (bridge loans), enquanto se buscavam soluções para a reciclagem da dívida dos países em dificuldades. (Jose Bonifácio, 2003, pág. 77)*

Nos anos 1980, a política nacional para tentar superar a crise de déficit externo, foram utilizados mecanismos de controle de demanda interna, além de controles sobre preços, com fins de aumentar competitividade externa dos produtos nacionais e no combate a inflação. (Werneck, 1987 e 1988). Como forma de auxílio ao financiamento do déficit externo, as empresas do setor elétrico foram obrigadas a fazerem dívida, o que aprofundou a crise financeira das mesmas após a maxidesvalorização cambial, além da crise de gestão, devido à sobreposição dos interesses políticos em relação à saúde financeira das empresas. (Castelar e Giambiagi, 2002)

Com o calote mexicano em 1982, houve um aprofundamento da crise fiscal brasileira, e o governo para atenuar as restrições sobre o consumo da população, utilizava da tarifa de energia elétrica como forma de controle inflacionário e estímulo a demanda. As empresas do setor elétrico se encontravam obrigadas a realizar contenção de gastos, devido às dificuldades financeiras, reduziram sobremaneira seus investimentos. Contudo, havia a necessidade de caixa para operações e manutenção do parque elétrico, o que levou o setor a aumentar ainda mais a alavancagem, que já estava crescendo de maneira exponencial devido à depreciação cambial.

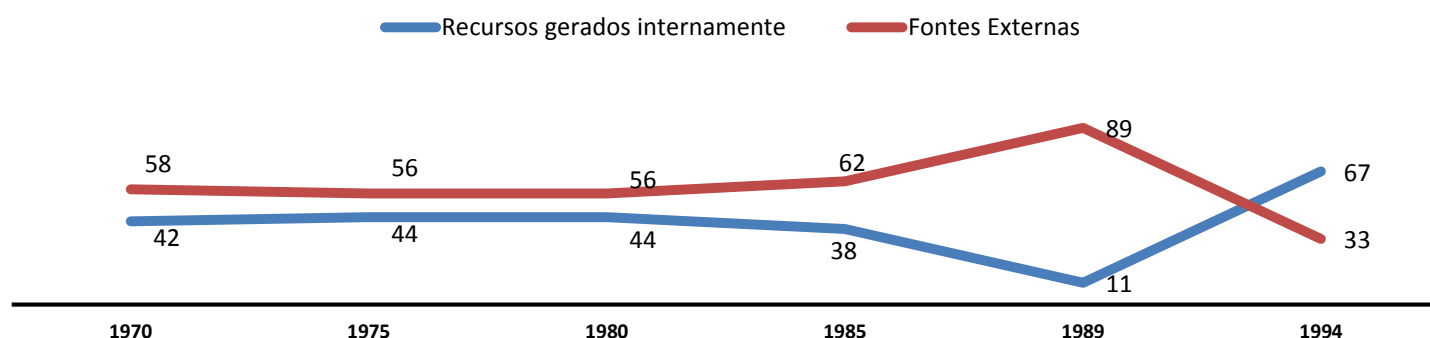
De acordo com a tabela e o gráfico dois, pode-se observar em meados dos anos 1980 um aumento expressivo do endividamento como forma de captação de recursos, chegando a alcançar o percentual de 89% sobre os recursos totais no ano de 1989. Cujas promulgações da

Constituição de 1988, extinguiu os recursos provenientes do Imposto Único sobre a Energia Elétrica (IUEE) no ano de 1989, aprofundando a crise financeira das empresas. Goldenberg (2003) afirma que o cenário financeiro do setor aprofundou a necessidade das empresas a captarem recursos de terceiros, o que elevou intensamente a inadimplência entre os agentes do próprio setor elétrico. Os investimentos no setor foram reduzidos em termos nominais, e reduzidos ainda mais em termos reais devido à elevada inflação. Essa redução na capacidade de investimento das elétricas é explicada pela queda real das tarifas e do aumento do serviço da dívida, o que resultou em um capital de giro negativo a partir da metade da década de 1980. (Ferreira, 2000). No gráfico observa-se uma inflexão nas curvas a partir dos anos 1990, devido principalmente ao fim da equalização tarifária e ao retorno da RGR.

**Tabela 1 Percentuais das Receitas e Despesas do Fluxo do Caixa do SEB**

Fontes Financeiras Agregadas e Utilizações	1970	1975	1980	1985	1989	1994
<b>Fontes de Captação de Recursos</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>
<i>Recursos gerados internamente</i>	42	44	44	38	11	67
<i>Receita operacional</i>	25	20	29	25	8	54
<i>IUEE</i>	7	8	4	3	0	0
<i>Empréstimos Compulsórios</i>	10	7	5	4	2	0
<i>RGR</i>	0	9	6	6	1	13
<i>Fontes Externas</i>	58	56	56	62	89	33
<i>Governo federal e estadual</i>	21	18	5	2	44	21
<i>Empréstimos e financiamentos do mercado</i>	37	38	51	60	45	12
<b>Utilização dos Recursos</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>
<i>Investimentos</i>	76	75	54	40	25	70
<i>Pagamentos dos juros da dívida</i>	14	15	31	68	98	66
<i>Dividendos e outros</i>	0	2	7	2	19	8
<i>Mudança no capital de giro líquido</i>	10	8	8	10	-42	-49

**Gráfico 2 Percentuais das Receitas e Despesas do Fluxo do Caixa do SEB**



Fonte: Ferreira (2000 pág. 192). Elaboração Própria.

Um passo na direção de uma maior participação do capital privado no setor ocorreu após a criação do Estado do Tocantins, em 1988, período no qual houve a licitação para privatização da estatal responsável pelos serviços de energia da região, a CELTINS. Esse foi um passo importante para o início da privatização de um setor majoritariamente dominado pelo setor público. (Jose Bonifacio, 2003).

Contudo, foi somente em 1990, após a eleição do presidente Collor de Melo, que o país passou de fato a realizar mudanças institucionais no modelo setorial elétrico, que antes era marcado fortemente por características de monopólio natural verticalizado, no caso brasileiro, essencialmente público. A partir de 1990, passa a se seguir no mundo subdesenvolvido as diretrizes determinadas pelas principais instituições financeiras internacionais, o FMI e o Banco Mundial e o BID, as quais ficaram conhecidas como Consenso de Washigton. As diretrizes definidas em Washigton eram as de disciplina fiscal, reordenamento das prioridades dos gastos públicos, reforma fiscal, liberalização das taxas de juros, taxa de cambio a nível competitivo, abertura comercial, abertura para o investimento direto estrangeiro, desregulamentação da economia, reafirmação dos direitos a propriedade, e privatização. (WILLIAMSON, 1990 e Jose Bonifácio, 2003).

Para o BID, Banco Mundial e FMI, os países endividados da America Latina, para que retornassem a uma nova fase de crescimento, necessitariam de mudanças estruturais que pudessem reverter à baixa capacidade de geração de divisas frente ao arranjo de seu grande endividamento acumulado. E o principal mecanismo seria a abertura externa, via balança comercial e desregulamentação do investimento estrangeiro. (Jose Bonifácio, 2003).

A partir dos anos 1990s, as principais reformas aos moldes liberais, definidos de acordo com as exigências dos órgãos de fomento internacionais, foram: a abertura comercial em 1990, o Plano Nacional de Desestatização em 1990, Renegociação da Dívida Externa em 1992; Plano real em 1994, fim dos monopólios e fim das restrições ao investimento estrangeiro em 1995, e a Lei das Concessões de Serviços Públicos em 1995. (Yolanda, 1999)

Um relatório publicado pelo Banco Mundial e pela OLADE (Organização Latino Americana de Energia), em 1991, constava que a crise no setor elétrico se estendia por toda a America Latina e Caribe. No texto, cita-se como principal fator da crise nesses países ser devido à presença de empresas do setor público na prestação desse serviço, visto que, é um setor de infraestrutura que demanda larga quantidade de capital, e que por isso é necessário privatizar para atrair capitais e expandir a indústria. Esse relatório influenciou fortemente no calendário das reformas em que os países da America latina e Caribe necessitavam realizar, que indicava a necessidade de reestruturação do setor, e mais importante, salientava a urgência de se realizar a privatização, como mecanismo indispensável no “ajustamento estrutural” (Jose Bonifácio, 2003).

A necessidade na melhoria na prestação dos serviços de utilidade pública, e de um ajuste nas contas públicas, levou o governo a adotar a privatização das Empresas Estatais como medida fundamental nesse processo, em consonância com os objetivos macroeconômicos estabelecidos, que era principalmente o retorno à estabilidade e a retomada ao crescimento (derivado da estabilidade). O Poder Executivo em 1990, através da Medida Provisória 155, que veio a se tornar lei 8031, estabelecia a base legal do Programa Nacional de Desestatização (PND). O PND não determinava alterações nos marcos regulatórios, preservava assim o aparato institucional e legal dos anos 1980s, o que gerou resultados incipientes de início. Embora, a sua importância principal tenha sido a sinalização para o mercado mundial do comprometimento do governo de reduzir o seu peso relativo na economia, para assim atrair em maior escala o capital privado internacional (Castelar e Giambiagi, 2002). As reformas ocorridas no Brasil no setor elétrico foram semelhantes às ocorridas na America do Sul, cujos objetivos eram de um ajuste fiscal a nível macroeconômico, e a nível microeconômico se daria via aumento da eficiência setorial. (Yolanda, 1999). Segundo o Panorama do Setor de Energia Elétrica no Brasil (2006):

*“A idéia da privatização dos serviços de energia elétrica ganhou força no governo Fernando Collor, ao mesmo tempo em que a crise institucional e financeira do setor atingia seu ponto máximo de tensão. Tolhido pelo fracasso de seu programa de estabilização econômica, o governo Collor não conseguiu deter o processo generalizado de inadimplência setorial deflagrado*



*no final de 1990, quando as concessionárias estaduais voltaram a atrasar o pagamento de energia suprida pelas federais. A contenção tarifária foi um dos fatores determinantes da crise de inadimplência que provocou a quebra dos compromissos financeiros relacionados à troca de energia entre Itaipu, supridora e distribuidora. O aumento das tarifas em março de 1990 permitiu uma discreta melhoria da situação financeira das empresas de energia elétrica, anulada pelo recrudescimento da inflação no segundo semestre. Em 1991, o desequilíbrio do setor tornou-se mais acentuado em virtude da maxi desvalorização e da escalada inflacionária. A tarifa média ao longo do ano situou-se em torno de 47 dólares por Mwh, abaixo do nível mínimo para garantir a cobertura dos custos das empresas, seus programas de investimento e compromissos de pagamento da dívida externa.” (PANORAMA DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL, 2006, p. 477-478)*

Em 1992, as empresas do setor elétrico apresentavam inadimplência tanto inter setorial, com atrasos no pagamento dos encargos e da energia comprada das geradoras federais e Itaipu, e extra setorial, devido à dificuldade de honrar seus compromissos junto aos credores. Em março 1993, foi promulgada a Lei n 8631 e o decreto 774, os quais extinguíram a tarifa única, reativou o RGR, readequou o rateio do CCC para todo o país, garantiram às concessionárias o direito ao CRC e outros. O CRC, Contas do Resultado a Compensar, mensurava a diferença entre o valor da remuneração legal e o valor da remuneração praticada, que vinham se acumulando desde os anos 80, quando a tarifa era utilizada como política anti inflacionaria. O que possibilitou o pagamento e liquidação de parte do passivo intra e extra setorial. (Yolanda, 1999) (Jose Bonifácio, 2003).

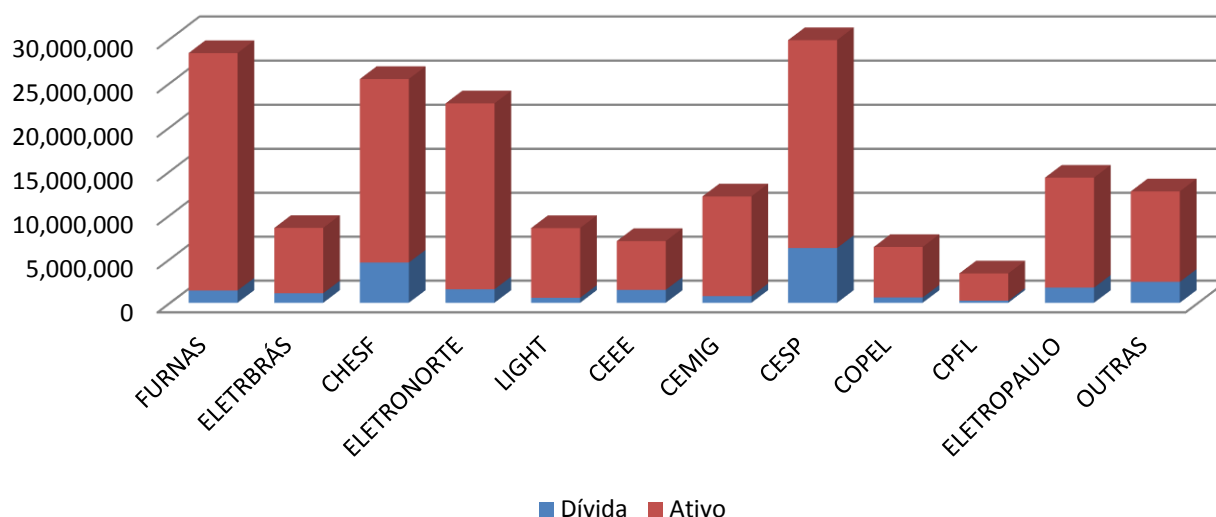
A lei 8631 é considerada como o passo inicial para a alteração do marco regulatório setorial elétrico brasileiro, determinando o fim da Conta de Resultado a Compensar (CRC), para assim passar a garantir retornos sustentáveis sobre o capital, para que assim pudesse atrair investimentos privados em larga escala. A lei extinguiu o modelo de “serviço pelo custo”, substituindo pelo modelo de tarifa pelo preço, o qual se utiliza de uma formula paramétrica que leva em consideração características regionais na fixação da tarifa. O uso da formula paramétrica pode ser considerado um prelúdio para um modelo de regulação econômica mais eficiente implantados em 1996, com o modelo de *price cap*. (Jose Bonifácio, 2003).

De acordo com o estudo realizado pelo IPEA (1997), pode-se observar uma melhora significativa no quadro econômico financeiro das concessionárias de energia elétrica, as quais passaram a apresentar considerável saúde financeira no ano de 1995, cujo debt-to-equity ratio de todas as concessionárias mostrava-se melhor estruturado (ver tabela 3). (Jose Bonifácio, 2003).

**Tabela 2 Debt- to- Equity Ratio das Elétricas 1995**

Empresa	Dívida	Ativo	Dívida/Ativo(%)
1. FURNAS	1.394.341	26.981.776	5,17
2. ELETRBRÁS	1.084.228	7.439.916	14,57
3. CHESF	4.582.948	20.852.022	21,98
4. ELETRONORTE	1.541.029	21.127.165	7,29
5. LIGHT	569.792	7.937.616	7,18
6. CEEE	1.474.456	5.553.168	26,55
7. CEMIG	756.375	11.354.399	6,66
8. CESP	6.232.776	23.610.250	26,40
9. COPEL	602.238	5.749.965	10,47
10. CPFL	236.937	3.104.543	7,63
11. ELETROPAULO	1.728.657	12.516.969	13,81
12. OUTRAS	2.382.852	10.297.032	23,14
TOTAL	22.586.629	156.524.821	14,43

**Gráfico 3 Debt- to- Equity Ratio das Elétricas 1995**



Elaboração Própria

Fonte primária: Eletrobrás – DFNC. Sintetizado pelo IPEA, 1997, pág. 31.

Fonte secundária: Vieira, 2005, pág. 78-79.

A lei 8631/93 gerou resultados satisfatórios do ponto de vista da sustentabilidade econômica financeira das atividades das concessionárias de energia elétrica, com a liquidação das dívidas, através principalmente dos saldos acumulados na CRC, pagamento do acúmulo

durante 15 anos de remuneração abaixo do valor mínimo legal, e do fim da equalização tarifária. (Ferreira, 2000). Nesse período de maior saúde financeira, as privatizações ainda consistiam no principal objetivo do governo, pois, mesmo que as empresas já não estivessem em uma crise financeira, a privatização ainda seria uma importante ferramenta no ajuste fiscal e uma sinalização para o mercado mundial de que o governo estava comprometido em realizar o “ajustamento estrutural”, ou seja, diminuir a participação relativa do Estado sobre a atividade econômica.

Essas modificações legais objetivavam inserir o setor elétrico aos moldes de um modelo empresarial econômico e financeiramente sustentável.

## ***2.2 Períodos 1994 a 2000: Modelo Liberal e Reforma Institucional***

No governo do Fernando Henrique Cardoso, FHC, retoma-se a idéia de estabelecer limites para atuação do Estado na economia. No setor elétrico, o Estado brasileiro possuía a função de regulador dos monopólios, gestor das políticas públicas, e atuava diretamente na prestação de serviço via empresas estatais. (o DNAEE, o MME e as estatais faziam esse papel respectivamente). O centro da reforma proposta por FHC era de separar as funções do Estado de regulador e gestor das políticas setoriais, criando um agente autônomo para regular o setor, o qual teria atribuição legal para legislar em questões técnicas e ter autoridade sobre outras instituições setoriais. O objetivo desse processo era a criação de um mercado livre, aumentar a eficiência e limitar a presença de interesses governamentais e políticos na condução das regras do setor, a fim de tornar o ambiente mais atrativo para o capital privado. (Goldenberg, 2003).

Adotou-se como hipótese central na reestruturação do modelo, considerando que o setor elétrico brasileiro poderia ser segmentado em quatro categorias, quais sejam o de geração, transmissão, distribuição e comercialização. O modelo adotado para o SEB (Sistema elétrico brasileiro) fora caracterizado por um hibridismo quanto à natureza econômica do negócio, diferenciando cada etapa do processo de produção de acordo com características específicas dos ativos utilizados. Assumiu-se como hipótese que a etapa que envolvia a geração se caracterizava como uma atividade concorrencial, onde as forças do mercado seriam

suficientemente capazes de alocar os recursos em investimentos com rentabilidade atrativa, e que pudesse suprir as necessidades da demanda nacional. Enquanto que na distribuição e transmissão classificaram como monopólios naturais, os quais por apresentarem vantagens econômicas quando operam na ausência de concorrência, devido principalmente aos ganhos de escala, onde se verifica custos marginais decrescentes em função da quantidade.

A Eletrobrás contratou a consultoria Coopers & Lybrand para estruturar um novo modelo do SEB. O objetivo da consultoria era de criar um modelo no qual funcionasse de maneira descentralizada, mesmo que alguns agentes do setor ainda fossem estatais. As recomendações mais importantes da consultoria foi a de criação de um Mercado Atacadista de Eletricidade (MAE), novos contratos de concessão, o fim do monopólio das linhas de transmissão do SEB e a criação de um operador do sistema interligado, o Operador Nacional do Sistema. (BNDES, 2002).

A reforma do governo, o RESEB (Reforma do Setor Elétrico Brasileiro) possuía alguns objetivos: realizar a desverticalização, separando as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização; privatizar, aumentando a participação do capital privado sobre os investimentos setoriais e auxiliar no ajuste fiscal; inserir competição nas etapas de geração e comercialização, para estimular a redução dos preços e aumento da eficiência via concorrência; e livre acesso as redes de transmissão e distribuição, para aumentar a concorrência entre produtores e comercializadores. (Goldenberg, 2003).

Um importante avanço no contexto legal e institucional no programa de privatizações nacional foi a criação da Lei das Concessões (Lei 8.987) em 1995. (Castelar, 2002). Essa lei regulamentava o artigo 175 da CF/88, na qual exigia que as concessões fossem via licitação. As regras definidas por essa lei eram aplicadas para as concessões de infraestrutura, inclusive no setor elétrico, no qual estabelecia o regulamento para o sistema tarifário e um agente regulador, com o objetivo de garantir equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias, cuja cláusula de equilíbrio deveria estar prevista expressamente nos contratos de concessão. (BNDES, 2002). Na lei previa-se que quaisquer mudanças não previstas em contrato, e que não fosse de responsabilidade e gestão da concessionária, tal como alteração do regime de tributação, essa alteração caso ferisse o equilíbrio econômico financeiro da concessão, deveria haver uma revisão da tarifa e sua devida atualização. (Jose Bonifacio, 2003). Segundo Correia et al. (2006):

*Para minimizar os problemas oriundos da administração pública no setor elétrico, o estado, através da lei 8.987/95 - Lei das Concessões, permitiu a*

*exploração dos ativos elétricos ou a designação, sob forma de concessões, à terceiros. Com a inserção do regime de concessões o estado mantém o controle das atividades, sem ter a responsabilidade na execução e administração. No contrato selado entre as partes, a concedente estabelece as diretrizes e obrigações do concessionário, e ao final da concessão os bens são devolvidos à concedente. (Correia et al., 2006. pág.)*

A reforma institucional seguiu-se com a lei 9074 de 1995, a qual normatizou a outorga das prorrogações das concessões dos serviços de energia elétrica, e criou novos agentes no setor, tais como: o Produtor Independente de Energia Elétrica e o Consumidor Livre. O Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE) é “a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco”. O Consumidor Livre é o consumidor que possui o direito de comprar energia de outros geradores, e não fica obrigado a consumir a energia vendida diretamente pela concessionária da região que se localiza, podendo ser atendido em qualquer tensão, exercendo a opção de compra de energia elétrica, conforme as condições previstas nos arts. 15 e 16 da lei supracitada. Além de garantir o livre acesso dos consumidores e produtores às redes de distribuição e transmissão, mediante ressarcimento dos custos de transporte à concessionária, regulamentado pelo Poder Concedente, previsto de acordo com o parágrafo 6 do art. 15 da lei 9074/1995.

Com a lei 9427 de 1996, foi instituída a agencia reguladora, a ANEEL, Agencia Nacional de Energia Elétrica, que de acordo com o artigo dois da lei supracitada, possui a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica de acordo com as diretrizes do governo federal (mantém a submissão legal da entidade e o governo federal). A agência reguladora fora criada como uma autarquia vinculada ao Poder Executivo, mais especialmente ao Ministério de Minas e Energia, visto que a Constituição de 1988 proíbe que existam órgãos do governo independentes do governo central. A criação da agência buscou gerar para o mercado a sinalização de que as políticas setoriais ficariam sob a tutela de uma agencia autônoma do governo, e que ela teria a função central de estabelecer regras e um ambiente regulatório favorável para o desenvolvimento do setor elétrico, garantindo o equilíbrio entre os agentes, e gerando modicidade tarifaria. (Gastaldo, 2009)

De acordo com Lei nº 9648 de 1998, artigo 12: as operações de compra e venda de energia elétrica nos sistemas elétricos interligados, seriam realizadas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, sendo a sua criação regulamentada pelo Decreto 2655 de 1998. Cuja principal função seria a de intermediar as transações de compra e venda de energia elétrica dos quatro sub-mercados *spot* regionais: Norte, Nordeste, Sul-Centro-Oeste e Sudeste e sinalizar preços para potenciais novos investimentos. O modelo de preços *spot* brasileiro era definido através de modelos computacionais, e não determinados via mecanismos de mercado (oferta e demanda). A justificativa para isso era o padrão hidrotérmico do SEB, o que demandava coordenação centralizada do despacho, o que limitava a capacidade dos agentes de definir via preços o custo de oportunidade do recurso hídrico frente as necessidades de demanda. Ou seja, o preço *spot* refletiria o Custo Marginal de Operação (CMO), ficando a cargo do Operador Nacional do Sistema (ONS), a coordenação centralizada do despacho, com o objetivo de garantir menor custo e segurança energética no curto e médio e longo prazo.

De acordo com Pires (2000), a energia vendida no *spot* seria basicamente a oferta de sobras de energia frente a necessidades de demanda regidas nos contratos dos agentes, o que não passaria de 15% do total da energia comercializada no âmbito do MAE. Como o preço *spot* depende muito do cenário hidrológico de curto prazo, há uma tendência à persistência de forte volatilidade nos preços dessa energia, o que incentivou fortemente a contratação de energia via contratos bilaterais, garantindo maior segurança para os agentes devido aos preços pré determinados, e mais segurança para o SIN, visto que facilita a maior convergência entre demanda e capacidade instalada.

Para Correia et. al. (2006):

*No que concerne à promoção da concorrência nos diferentes segmentos da Indústria de Energia Elétrica, a reestruturação do setor previu a criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE) com o intuito de instituir um ambiente propício para a formação de preços e para a sinalização de oportunidades de investimento no setor. (Correia et. al., pág.10, 2006)*

De acordo com o artigo 13 da lei 9648, a coordenação e o controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica, integrantes do Sistema Interligado Nacional - SIN, seriam executadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, mediante autorização do Poder Concedente, fiscalizado e regulado pela ANEEL. O ONS, Operador Nacional do Sistema, foi criado com o objetivo de reduzir a perda da coordenação do armazenamento, geração e

transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN), como forma de manter viável a introdução de processos concorrências em algumas etapas da indústria elétrica, com papel de fundamental importância na transição entre os desenhos institucionais, o qual deixa de ser controlado diretamente pelo governo e assim passar a necessitar de uma instituição que mantivesse a coordenação centralizada com fins de segurança do sistema. De acordo com Correia et. al. (2006):

*Em relação ao ONS, é interessante destacar que a existência de um parque gerador predominantemente hidrelétrico e dominado por grandes usinas (UHE) implica em algumas peculiaridades. Em primeiro lugar, a presença de reservatórios associados às usinas permite, na prática, o armazenamento de energia e a modulação da geração pelas UHEs, possibilitando ajustes rápidos e pouco custosos a picos de demanda e de consumo. Ao mesmo tempo, o nível dos reservatórios é influenciado pela sua capacidade de armazenamento, pelo uso efetivo da água e pelo regime de afluições, estando, portanto, sujeito à incerteza climática. Assim, embora a própria existência dos reservatórios permita a administração de tal risco, este não pode ser completamente eliminado. Sendo assim, a gestão dos reservatórios deve ser condicionada pelo custo de seu deplecionamento em função do custo de outras fontes geradoras e do impacto econômico do colapso do fornecimento de energia elétrica. (Correia et. al., pág. 9, 2006)*

Para José Bonifácio (2003), as alterações institucionais e legislativas foram passos iniciais importantes para a criação do novo marco regulatório no SEB. Contudo, foi somente com as privatizações das federais Light e Escelsa, e das distribuidoras estaduais, que o projeto de reestruturação do setor elétrico avançou. Em 2000, 65% das distribuidoras eram privadas, com forte presença do capital norte americano e europeu. (Pires, 2000). A justificativa do governo em privatizar as distribuidoras antes das geradoras, foi no sentido de reduzir o risco percebido para o capital privado de possível inadimplência entre distribuidoras e geradoras. A venda era realizada através de leilões públicos. Na tabela 3 é possível observar as datas e a empresas compradoras de 65% de toda distribuição de energia do SEB.

**Tabela 3 Privatização da Distribuição do Setor Elétrico Brasileiro nos anos 1990**

Distribuidoras	Data da Venda	Principais Acionistas	Nacionalidade	Participação no Mercado Nacional (%)
<i>Sul/Sudeste/Centro-Oeste</i>				
<b>1. Escelsa</b>	12/7/1995	Iven / GTD	Brasil/Brasil	2,2
<b>2. Light</b>	21/5/1996	EDF/ AES/ Houston	França/ EUA/ EUA	9,0
<b>3. Cerj</b>	20/11/1996	Endesa/ Chilectra/ Endesa/ EDP	Chile/ Chile/ Espanha/ Portugal	2,4
<b>4. RGE</b>	21/10/1997	VBC/Bonafre	Brasil/EUA	1,9
<b>5. AES Sul</b>	21/10/1997	AES	EUA	2,4
<b>6. CPFL</b>	1/11/1997	VBC/Bonafre	Brasil/Brasil	7,1
<b>7. Enersul</b>	19/11/1997	Iven / GTD	Brasil / Brasil	1,0
<b>8. Cemat</b>	27/11/1997	Grupo Rede/Inepar	Brasil/ Brasil	1,0
<b>9. Metropolinata</b>	15/4/1998	EDF/ AES/ Houston	França/EUA/EUA	13,7
<b>10. Elektro</b>	16/7/1998	Enron	EUA	4,1
<b>11. Bandeirante</b>	17/9/1998	VBC/ Bonafre/ EDP	Brasil/ Brasil/ Portugal	9,2
<i>Norte/Nordeste</i>				
<b>12. Coelba</b>	1/7/1996	Iberdrola/ Previ	Espanha/Brasil	3,3
<b>13. Energipe</b>	1/12/1997	Cataguases/ CM S	Brasil/ EUA	0,6
<b>14. Cosern</b>	1/12/1997	Iberdrola/ Previ	Espanha/Brasil	0,9
<b>15. Coelce</b>	2/4/1998	Endesa/ Chilectra/ Endesa/ EDP	Chile/ Chile/ Espanha/ Portugal	1,9
<b>16. Celpa</b>	1/7/1999	Grupo Rede/Inepar	Brasil/Brasil	1,3
<b>17. Celpe</b>	17/2/2000	Iberdrola/ Previ	Espanha/Brasil	2,4

Fonte: BNDES, Pires (2000, pág. 16).

Para Pires, Giambiagi e Gostkorszewicz (2001), a postergação do processo de privatização das geradoras fora um erro, devido à perda do timing para a realização do processo, o que acarretou na manutenção da concentração do segmento sob o domínio público. Essa manutenção acabou por aumentar o nível de incerteza do capital privado sobre o direcionamento que o governo teria para o setor, reduzindo a atratividade para os investimentos privados. O que juntamente da baixa capacidade de investimento do Estado na década de 90, gerou uma crise de insuficiência estrutural na capacidade de geração no início dos anos 2000. De acordo com a tabela 4 pode-se observar que o processo de privatização na



década de 1990 no segmento de geração foi incipiente, quando analisamos a participação relativa do capital privado no mercado nacional, cujo percentual era de apenas 3,5% da geração no SEB.

***Tabela 4 Privatização da Geração do Setor Elétrico Brasileiro nos anos 1990***

Geradoras	Data da Venda	Principais Acionistas	Nacionalidade	Participação no Mercado Nacional (%)
<b>1. Cachoeira Dourada</b>	06/09/96	Endesa	Chile	0,0
<b>2. Gerasul</b>	15/09/98	Cataguases	Brasil	0,6
<b>3. Paranapanema</b>	28/07/99	Iberdrola	Espanha	0,9
<b>4. Tietê</b>	27/10/99	Endesa	Chile	1,9

Fonte: BNDES, Pires (2000, pág. 16).

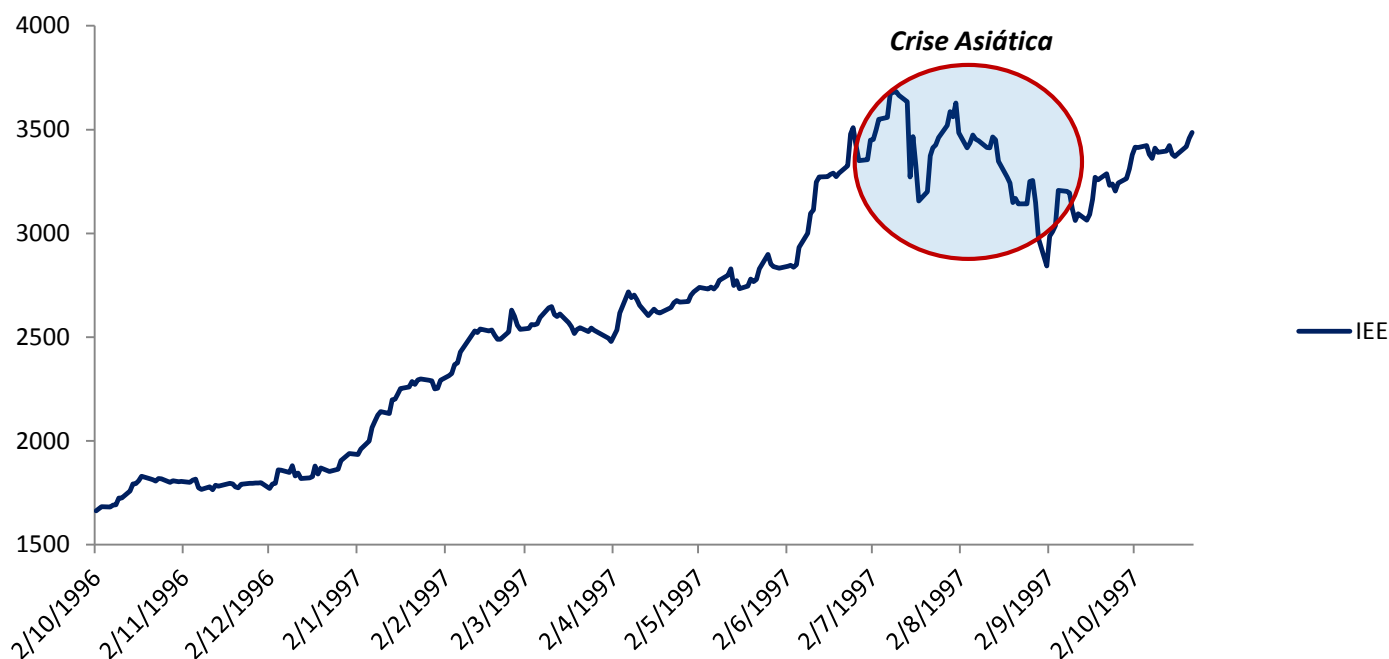
Um importante avanço no novo modelo setorial foi à política tarifaria, na qual se abandonaria o modelo de custos pelo serviço, e se adotaria o regime de price cap. O regime de price cap garante maior estímulo a eficiência em indústrias com características monopolísticas, pois determina um percentual de repasse da produtividade aos consumidores, assim estimulando as firmas a operarem com produtividade acima do nível de repasse pré estabelecido contratualmente. O repasse de produtividade do setor elétrico ficou denominado como fator x, que seria aplicado nos processos de revisão tarifária, previamente descritos em cláusulas normativas nos contratos de concessão no estabelecimento das regras de revisão tarifária.

Como o serviço de distribuição de energia elétrica se caracteriza como monopólio natural, o governo, para simular a eficiência de um ambiente concorrencial, faz o repasse dos ganhos de produtividade para os consumidores, a fim de garantir modicidade tarifária e limitar lucros extraordinários. Nos períodos entre as revisões tarifárias, a tarifa é reajustada pelo IGPM, subtraído do fator x, a fim de manter preços reais constantes e repassar parte dos ganhos de produtividade para os consumidores, e também é reajustada por um fator de correção das distorções dos custos atrelados a compra de energia, encargos e custos de transmissão. O projeto RE-SEB foi finalizado em agosto de 1998, o qual concluiu o novo marco regulatório do setor elétrico, e o seu novo desenho institucional. (Gastaldo, 2003)

Abaixo segue o gráfico do Índice de Energia Elétrica do BMF&BOVESPA – IEE – para o período que compreende os principais acontecimentos na mudança do marco regulatório dos anos 1990. E podemos observar uma grande valorização média do setor, refletida pelo índice

setorial das empresas elétricas, saindo do patamar de 1600 pontos no final de 1996 (período da sua criação) e alcançando a casa dos 3500 pontos no final do ano de 1997, com valorização de mais de 100% do valor inicial dos papéis.

**Gráfico 4 IEE 1992 - 1997**



## ***2.3 Períodos 2001 a 2004: Racionamento e o Novo Modelo***

Os agentes institucionais do setor elétrico já vinham indicando para um risco de insuficiência de energia para o ano de 1997, contudo o governo federal não obteve êxito em articular o setor para prevenir a crise. O SEB não logrou sucesso no processo de reestruturação nos anos 1990s, pois ao retirar o comando centralizado exercido pela Eletrobrás, e com a tentativa falha de estabelecer um ambiente regulatório completo e eficiente e um mercado de energia livre confiável, o governo perdeu o controle sobre a expansão da capacidade instalada. A legislação do marco regulatório adotado era incompleto, insuficiente e gerava conflito entre atribuições institucionais e agentes do mercado, devido à maior descentralização do comando do setor. (Goldenberg, 2003)

Pode-se afirmar que problemas a nível regulatório e nos contratos tiveram parcela relevante de culpa na explicação do baixo investimento privado no setor. Houve um período muito longo no processo de transição entre os marcos regulatórios, além da falta de coordenação entre os órgãos ministeriais (MME principalmente) e as agências reguladoras (ANEEL, ANP e ANA), o que dificultou inclusive nos mecanismos emergenciais durante o período de crise de fornecimento. (Pires, Giambiagi e Gostkorszewicz, 2001)

Os fatores que explicam o racionamento entre 2001 e 2002 não podem ser considerados somente em torno da questão da insuficiência da oferta de energia, apresentando motivos com dinâmica mais complexa. O crescimento do consumo de energia deve ser acompanhado de um aumento na capacidade de geração, se não, há um desajuste entre oferta e demanda. Funciona como um balizador do equilíbrio, reduzindo o consumo até o ponto em que a capacidade de geração supra por completo a demanda (Yolanda, 1999). Para Pires (2002), as políticas adotadas na mudança do marco regulatório subestimaram a complexidade apresentada pelo modelo setorial elétrico brasileiro, cuja crise pode ser atribuída pela falta de sincronia nas etapas dos processos, resultando numa crise de capacidade de geração. O Brasil adotou um modelo liberal de maneira precipitada e equivocada, pois a indústria de energia elétrica apresenta falhas de mercado, com dificuldade de ajuste e determinação dos preços, limitações da liberdade dos consumidores em caso de aumento dos custos de energia, e ausência de mecanismos de proteção (hedge). Liberalizar um setor acaba gerando maior volatilidade nos preços e riscos de suprimento. O regime de chuvas no Brasil é o fator principal na determinação dos preços da energia elétrica, e o que garante a segurança do sistema devido à existência de bacias hidráulicas. Contudo, quando o regime hidrológico apresenta mudanças fora do padrão, acaba por determinar forte volatilidade nos preços de energia, distorcendo o sinal econômico para os investidores e consumidores finais.

Para Pires, Giambiagi e Gostkorszewicz (2001):

*No antigo modelo, a combinação de diversos aspectos – o papel da Eletrobrás como compradora de última instância, a inexistência de contratos entre supridoras e distribuidoras e a garantia de remuneração dos investimentos realizados – criava fortes estímulos para a expansão da oferta, mesmo com base em graves ineficiências devido a um regime regulatório que não estimulava a busca de eficiência produtiva por parte das empresas. (Pires, Giambiagi e Gostkorszewicz, pág.13, 2001).*

O governo FHC escolheu como forma de expansão da capacidade de geração a utilização da matriz termoelétrica, a gás natural. A escolha de uma matriz térmica foi defendida, pois o SEB passaria a apresentar maior diversificação, visto que a matriz elétrica nacional ser majoritariamente hidráulica. O Brasil dependia do fornecimento externo de gás natural, cujo preço ficava fortemente atrelado ao câmbio, com repasses do custo cambial para a tarifa de forma anual, devido a regras atreladas ao plano de estabilização – Plano Real.

Contudo o segundo mandato do governo FHC foi marcado por altas variações cambiais, diferentemente do primeiro, o qual apresentou forte estabilidade econômica. Como a correção dos custos cambiais era realizada somente anualmente nos períodos de reajuste tarifário, a produção termelétrica se tornou pouco viável econômico e financeiramente, diminuindo a atratividade do setor para o capital privado. É importante salientar que as empresas multinacionais que investiram no país, através das privatizações no período inicial do Plano Real, período marcado por sobrevalorização do Real frente ao dólar, financiaram-se via empréstimos com bancos internacionais, essas empresas encontraram-se com dificuldades em 1999, devido à forte desvalorização cambial, o que acabou por desestimular o capital privado no setor. (Goldenberg, 2003).

Para Pires, Giambiagi e Gostkorszewicz (2001), ao analisar a evolução da capacidade instalada contra a evolução da geração, há evidência do aumento do risco do déficit de energia. Os autores descrevem que entre os períodos de 1981-1990 e 1991-2000, houve uma redução na taxa de crescimento da capacidade instalada, passando de 4,8% a.a para 3,3% a.a, enquanto que a taxa de crescimento do consumo apresentasse valores mais elevados, respectivamente: 5,9% e 4,1%. Os autores sugerem que o período de 1981-1990 foi caracterizado por um aumento da capacidade ociosa, derivada principalmente da atuação da Eletrobrás no planejamento centralizado da expansão da geração, visto que a oferta de nova capacidade elétrica no SEB ser parcialmente inelástica a preço, a empresa tinha papel central na garantia do suprimento nacional.

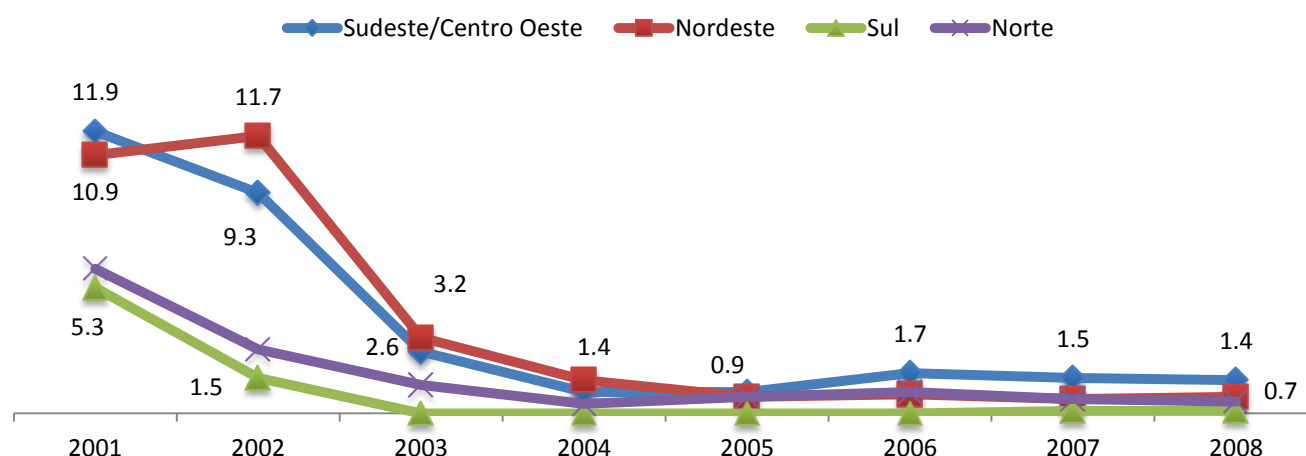
De acordo com Pires (2000), o Plano Decenal de Expansão 1999/2008 do Grupo de Coordenação e Planejamento Setorial (GCPS) sinalizava que o risco de déficit compatível com o SEB é de 5%, contudo em 2001 o risco de déficit superior a 5% do mercado alcançou os patamares de 11,9 e 10,9 nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste respectivamente. Podendo ser visto na tabela abaixo:

**Tabela 5 Risco de Déficit de Energia Maior que 5% entre 2001 e 2008 (%)**

Região	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
<b>Sul</b>	5,3	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
<b>Sudeste/Centro Oeste</b>	11,9	9,3	2,6	0,9	0,9	1,7	1,5	1,4
<b>Norte</b>	6,1	2,7	1,2	0,4	0,7	0,9	0,6	0,5
<b>Nordeste</b>	10,9	11,7	3,2	1,4	0,7	0,8	0,6	0,7

Fonte: Eletrobrás, Plano Decenal de Expansão 2000-2009

**Gráfico 5 Risco de Déficit de Energia Maior que 5% entre 2001 e 2008 (%)**



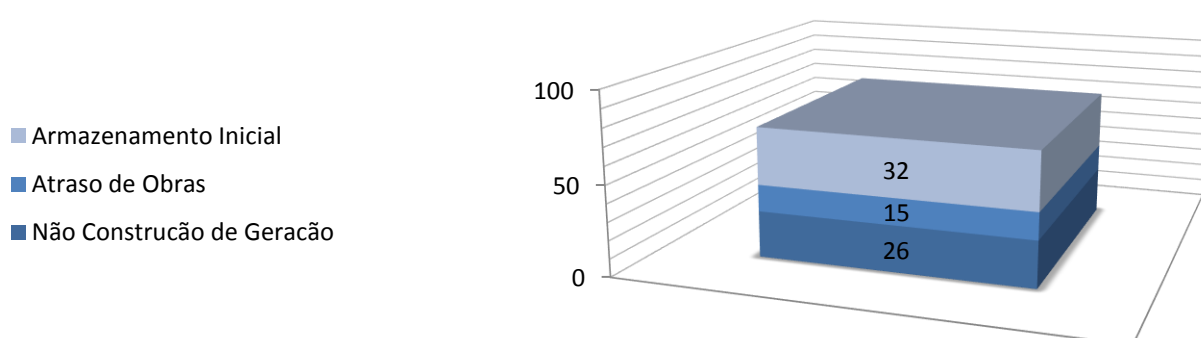
Fonte: Eletrobrás, Plano Decenal de Expansão 2000-2009. Elaboração Própria.

Há uma queda grande nos percentuais de Risco de Déficit superiores a 5% em todas as regiões do país entre 2002 e 2003, efeito esse derivado diretamente do esforço do governo em aumentar a capacidade de geração de maneira imediata, cuja principal fonte utilizada fora a termoelétrica.

Para Pires, Giambiagi e Sales (2002), o atraso das obras programadas e a não realização das obras previstas nos Planos Decenais foram fruto direto da falha do programa de privatizações no segmento de geração, o que de acordo com o Relatório de Comissão de Análise do Sistema Hidro-térmico de Energia Elétrica (GCE, 2001) foram responsáveis pelo baixo nível dos reservatórios nos anos 2000s. Os autores através do Gráfico demonstram quais seriam os percentuais dos reservatórios caso as obras programadas tivessem sido realizadas dentro do prazo previsto. O atraso nas obras teria adicionado aos reservatórios iniciais um

percentual de 15%, enquanto que as obras não realizadas representariam 26% no nível de reserva, o que garantiria aproximadamente 73% de armazenamento. Esse percentual estaria acima do nível mínimo de segurança do sistema, o que para os autores poderia ter evitado o racionamento.

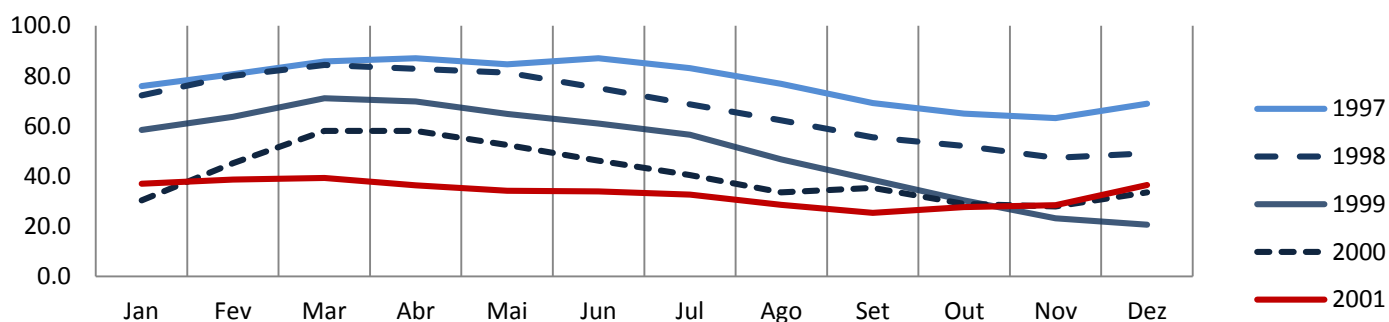
**Gráfico 6 Estimativa do Impacto dos Atrasos dos Investimentos sobre os Níveis dos Reservatórios**



*Fonte: Relatório de Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia, 2001.*

Pires, Giambiagi e Sales (2002) ressaltam que houve uma catalisação da crise devido a alguns fatores, quais sejam: o grande aumento do consumo após o processo de estabilização – Plano Real – com forte crescimento da demanda por eletrodomésticos pelas camadas sociais de menor renda; juntamente de um cenário hidrológico desfavorável nas Regiões Nordeste e Sudeste (as quais apresentaram umas das piores secas já registradas nesse período). (GCE, 2001). Esses fatores somados a uma tendência baixista nas médias dos reservatórios ao longo dos anos de 1997 – 2000 foram responsáveis por desencadear uma grave crise de suprimento no SEB no ano de 2001.

**Gráfico 7ENA % entre os anos de 1997 e 2001**

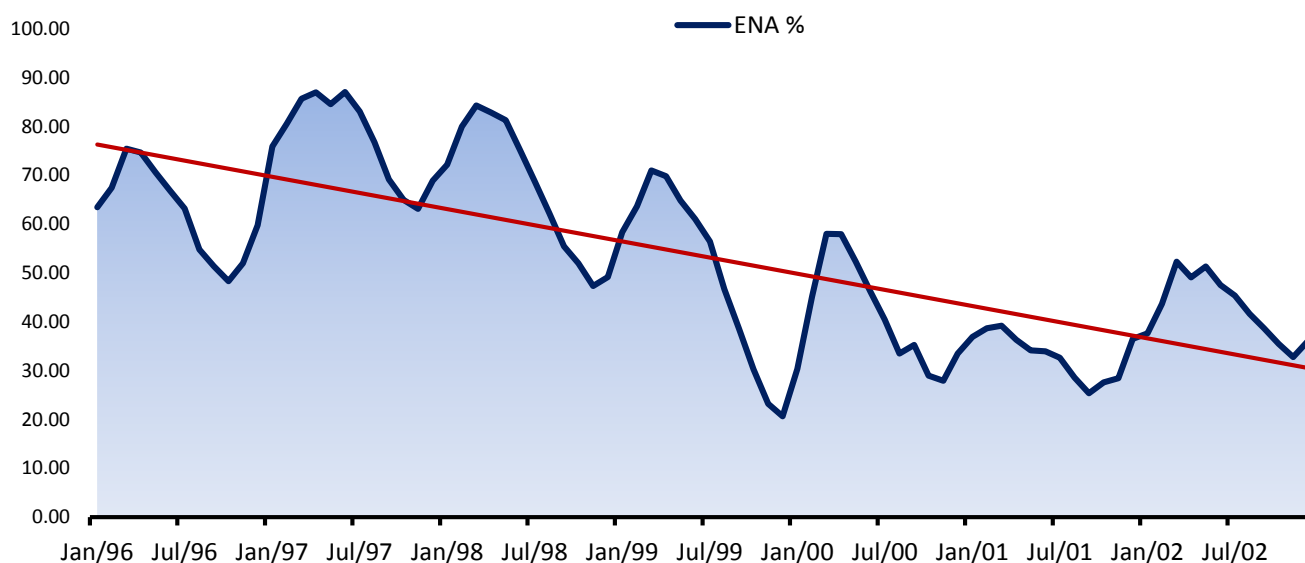


Fonte: Operador Nacional do Sistema (ONS). Elaboração Própria.

Para Goldenberg (2003), desde o início do governo do FHC, as represas apresentavam sinais de limitação na capacidade de gerar excedente energético para os períodos secos, o que pode ser verificado no Gráfico 7, onde há uma tendência de queda do nível dos reservatórios ao longo dos anos de 1997 – 2000 o que já era indício de esgotamento da capacidade de geração. O autor destaca que em 2001, a energia armazenada nas regiões S/SE-CO estava em torno de 30%, o que sinalizava forte probabilidade dos reservatórios secarem antes do novo período úmido.

No Gráfico 8 foi construída uma curva de tendência ao longo dos anos de 1996 e 2002 para destacar que os reservatórios já haviam sinalizando esgotamento desde o início do processo de reforma do setor, a qual teve limitações na capacidade de atrair investimentos privados nos setores concorrenciais (geração e comercialização).

**Gráfico 8 ENA % das Regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste**



Fonte: Operador Nacional do Sistema (ONS). Elaboração Própria.

De acordo com o relatório do GCE (2001), não havia previsto no setor, mecanismos estruturados em períodos emergenciais, não havendo procedimentos padrões e nem preventivos. Em 2001, foi criada no Ministério da Casa Civil, a Câmara de Gestão da Crise de Energia (CGE), responsável por tentar suplantar a crise de abastecimento e criar mecanismos de sustentabilidade futura. O primeiro processo foi o racionamento do consumo de energia, com metas de redução por consumidor e com o estabelecimento de um sinal de preço coerente com os custos elevados do período de escassez. Para reduzir os impactos econômicos da redução do consumo no setor produtivo, os agentes podiam negociar os direitos sobre o consumo via leilões e contratos bilaterais.

Para o ONS, em maio de 2001 era necessário reduzir em 20% o consumo de energia no SEB para evitar o esvaziamento total dos reservatórios. O governo possuía duas alternativas na forma de realizar a redução imediata do consumo, sendo a primeira via corte de carga geral, setorial ou por região. E a segunda, a qual foi realizada, fora a de repassar a responsabilidade de redução de consumo para os consumidores, os quais teriam metas de redução de 20% para consumidores comerciais e residenciais com consumo acima de 100 KWh/mês. E um percentual de redução entre 20% e 25% para consumidores industriais.

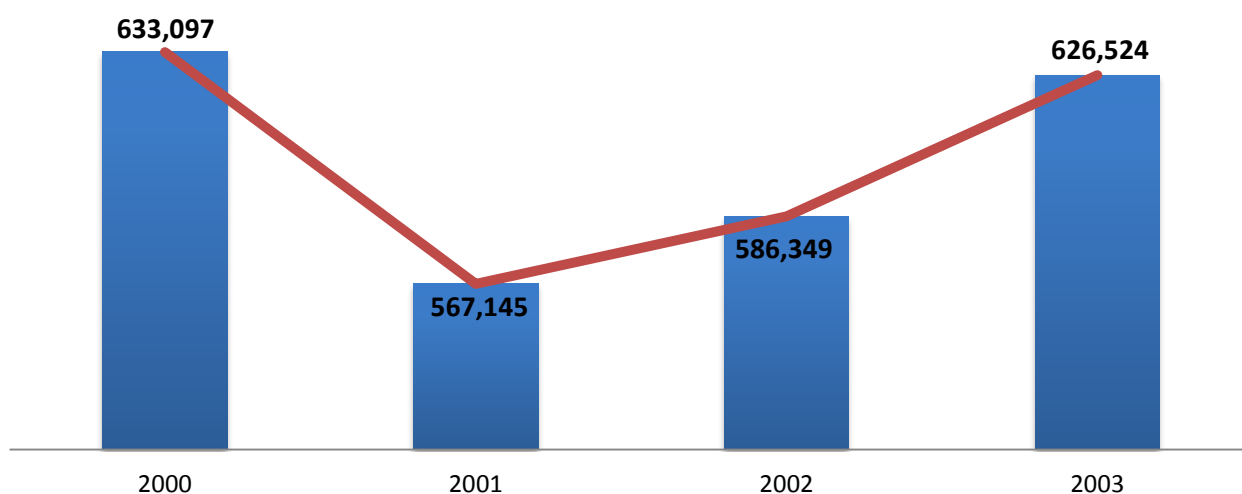
Contudo, a ONS em junho de 2001, indicou que o programa de racionamento seria insuficiente para garantir o suprimento de energia elétrica, levando o governo a adotar



medidas de urgência, com a criação de 2155 MW instalados de capacidade de geração térmica. O programa ficou conhecido através da mídia como “seguro-apagão”. No dia 28 de fevereiro de 2002, o ONS, frente a uma melhora estrutural na capacidade instalada e um nível mais razoável dos reservatórios, decretou o fim do racionamento. O ONS afirmou que o SEB poderia operar com segurança de suprimento nos anos de 2002 e 2003, mesmo que o cenário hidrológico fosse de extrema gravidade. (Pires, Giambiagi e Sales, 2002)

Para Pires 2002, o racionamento alterou o padrão de consumo de energia elétrica do brasileiro, além de ter estimulado o mercado a criar tecnologias mais eficientes, o que acabou por reduzir sobremaneira as receitas das concessionárias de distribuição, que continuaram a apresentar os mesmos custos, sem poder atualizar a tarifa a fim de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro. O que resultou numa crise de liquidez e prejuízos na operação dessas concessões.

**Gráfico 9 Demanda SIN para os anos de 2000 - 2003**



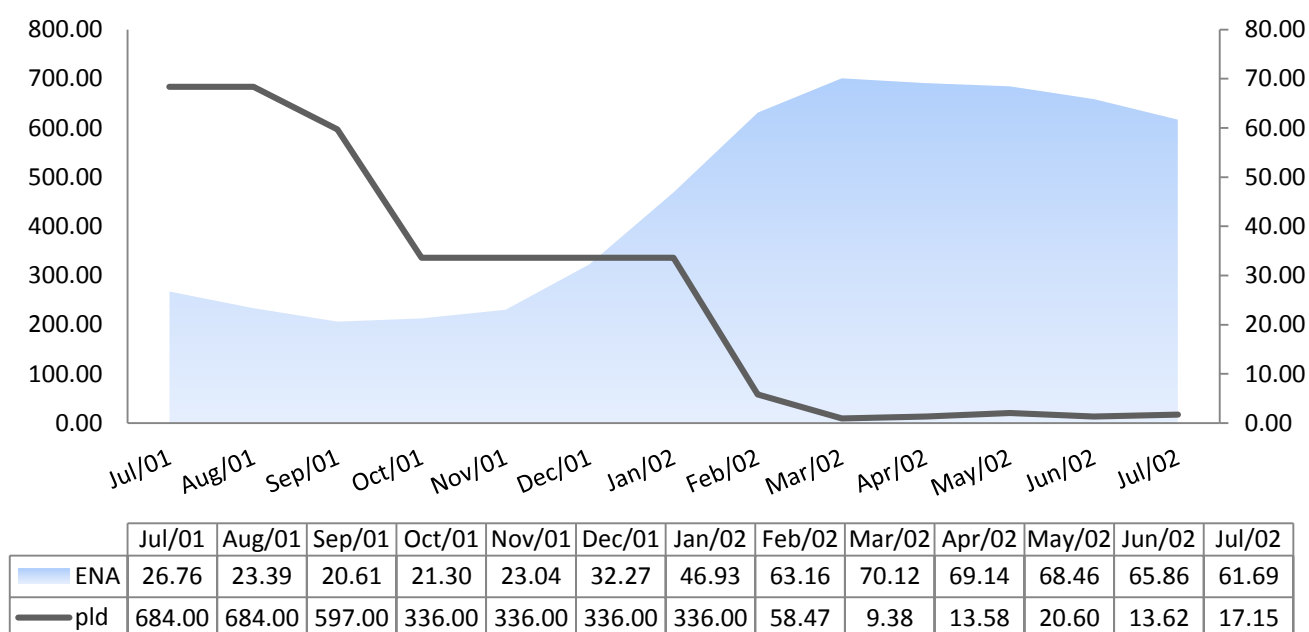
Fonte: ONS. Elaboração Própria.

A partir do Gráfico 10 podemos observar a evolução da Demanda do SIN para o período de 2000 a 2002. Entre os anos de 2000 e 2001, houve uma redução de 10% da carga, derivado do sucesso do programa de racionamento nacional realizado no período. Contudo, a taxa de crescimento da demanda entre os anos de 2001 e 2002 foi somente de 4%, explicado pela alteração do padrão de consumo no Brasil e do aumento da eficiência dos equipamentos

elétricos. A demanda em 2002 e 2003 ainda ficou abaixo do valor do ano de 2000, com respectivos percentuais de 7% e 1%.

Após o período de racionamento, o regime hidrológico voltou para os padrões normais, e com o aumento da capacidade de geração e queda na demanda, os preços da energia apresentaram volatilidade muito elevada, saindo do valor de 680 reais o Mwh, para o valor mínimo de 4 reais o Mwh, marcando o setor elétrico pela configuração de uma nova crise financeira, que atingiu geradores e distribuidores, causando limitações de liquidez no fluxo de caixa e prejuízos operacionais. (Banderlin, 2004).

**Gráfico 10 Preço Spot e ENA % do submercado SE/CO**



Fonte: CCEE e ONS. Elaboração Própria.

A lei 10.438, de 26 de abril de 2002, inseria o Acordo Geral do Setor Elétrico, o qual estabelecia o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos das concessionárias, através de uma Revisão Tarifária Extraordinária (RTE). O BNDES teve papel fundamental nesse processo, pois subsidiou empréstimos às concessionárias para que o efeito sobre tarifa ocorresse de maneira progressiva. (Correia et. al. 2006)

Entretanto, com a falência da ENRON, a qual levantou suspeita a respeito de distorções na contabilidade fiscalizada pelo Poder Concedente, levantou o risco percebido pelo capital internacional, o que acabou por dificultar a situação das concessionárias no financiamento do seu caixa. Para reequilibrar os balanços das empresas de distribuição, que se

encontravam em crise de liquidez, o BNDES teve que atuar aportando bilhões de dólares nessas concessionárias. Entretanto, o banco exigiu que as empresas transformassem as dívidas dos acionistas em capital, através de mecanismos financeiros. O BNDES exigiu que as debêntures emitidas fossem convertidas em ações, que houvesse a inclusão das concessionárias de distribuição no nível dois de governança da Bovespa, e que a dívida de curto prazo com bancos do setor privado fosse renegociada e alongada em pelo menos 30% do prazo inicial, a fim de reduzir o passivo de curto prazo e sanear a estrutura de capital. (Correia et. al. 2006).

Para Sauer (2003), após os erros na construção do desenho institucional do setor elétrico brasileiro, a segunda reforma em 2004 buscou através de algumas mudanças reencontrarem uma forma de aumentar os investimentos setoriais e reduzir os riscos futuros de geração e transmissão. A primeira mudança seria a alteração da competição do modelo concorrencial, que se daria via leilões de energia, regulados pela ANEEL. Aumentou a participação do Estado nos investimentos, ao invés de seguir o modelo liberal centralizado no papel dos agentes privados. Retomada do planejamento centralizado, onde as decisões sobre a expansão seriam determinadas pelo Estado. Distribuidoras deveriam ter seu lastro coberto 100% por contratos de longo prazo, para garantir menor volatilidade e menor risco de exposição ao mercado de curto prazo. As licitações das usinas seriam via competição de preços, cuja usina vencedora seria aquela de menor preço ofertado. Assim o Novo Modelo do Setor Elétrico é caracterizado pelo processo de desverticalização do setor e pela maior presença do Estado no segmento de geração e transmissão através dos leilões.

E O Novo Modelo determinou a criação de novos agentes públicos no setor:

- i) A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) foi criada pela lei 10.847/2004, com a função de centralizar o planejamento de longo prazo do setor elétrico. A EPE ficou responsável pela prestação de serviços nos estudos do planejamento da matriz energética, tal como petróleo, gás natural e derivado, carvão mineral, fontes renováveis, programas de eficiência energética e outros. Além de realizar estudos para o prospecto da expansão da geração e da transmissão de curto, médio e longo prazo, análise de viabilidade econômica de empreendimentos e etc.
- ii) O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, responsável por periódicas avaliações da segurança do suprimento de energia elétrica;

- iii) Uma instituição em substituição ao antigo MAE foi criada a CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

*A CCEE, criada em substituição ao Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), é uma associação civil integrada pelos titulares de permissão, autorização e concessão e ainda por outros agentes vinculados aos serviços e às instalações de energia elétrica, bem como os consumidores livres. Sua finalidade é viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional nos ambientes de contratação regulada e livre, além de efetuar a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo. (Gastaldo, 2009, p. 3)*

Um dos avanços em direção a um modelo mais concorrencial foi na reforma realizada na comercialização. A GCE buscava estimular o fortalecimento do mercado livre de energia, e para isso buscou aperfeiçoar o modelo a fim de eliminar entraves e aumentar a atratividade do segmento. Uma característica do mercado de comercialização brasileiro é que ele não se configura aos moldes europeus, onde a oferta dos geradores e a demanda dos consumidores ocorrem de forma diária, sendo o preço determinado de maneira dinâmica no mercado. No Brasil, mesmo os consumidores livres utilizam de contratos de longo prazo, para se preservar da volatilidade no mercado de curto prazo, e evitar o risco de ficar sem acesso.

Foram criados dois ambientes de contratação de energia, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), onde concessionárias de distribuição e geração participam, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), onde os agentes de comercialização, geração e consumidores livres negociariam.

No “Ambiente de Contratação Regulada” (ACR), as distribuidoras em conjunto (“pool”) contratam energia para atendimento de seu mercado por meio dos leilões de energia, com regras pré-estabelecidas. São vencedores dos leilões os que oferecem pelo menor preço a energia proveniente de usinas existentes ou de usinas a serem construídas.. No “Ambiente de Contratação Livre” (ACL), os consumidores livres contratam a energia que necessitam diretamente dos vendedores (produtores independentes, comercializadores etc.) sob condições livremente pactuadas, por meio de contratos bilaterais estabelecidos entre as partes. Sua contratação deve ser integral, para cobertura de 100% de sua carga (suas necessidades de consumo); caso isso não ocorra serão objeto de penalidade;

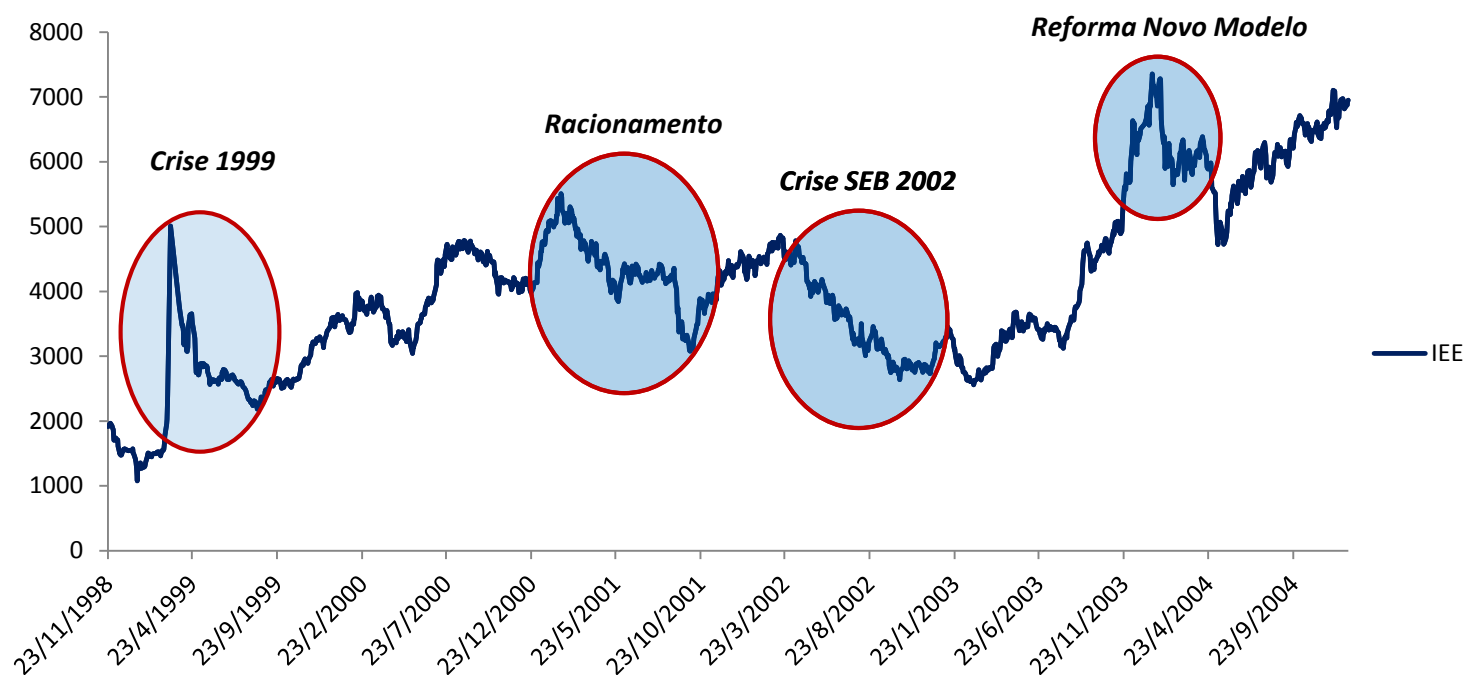
Foi determinada a desverticalização e o fim do “self-dealing”. As concessionárias de distribuição estavam vedadas a não comprar energia de empresas do mesmo grupo controlador, sendo que antes havia o direito de contratação de até 30% de sua carga. As Distribuidoras deveriam ter seu mercado e sua carga (com base no ano civil) lastreada em 100% com contratos bilaterais, devendo sofrer penalizações em caso de exposição voluntária ao mercado de curto prazo (mercado Spot). Enquanto que os Consumidores Livres devem ter 100% de cobertura do lastro em relação a média dos últimos 12 meses de consumo.

A Lei 10.848, de março de 2004 foi alterada através da medida provisória 144 de 2003, no qual ficou estabelecido que as concessões de geração de energia elétrica contratadas após a promulgação da lei passariam a ter o prazo máximo de 35 anos para amortização dos investimentos, contados a partir da data de assinatura do contrato, podendo ser prorrogada por até 20 anos, a critério do Poder Concedente. (Art. 8º, §2º). A base legal do Novo Modelo foi através das leis 10.847 e 10848 de março de 2004, e pelo decreto 5.163 de julho de 2004. (Gastaldo, 2009).

No Gráfico abaixo temos a série do índice do setor elétrico entre final do ano de 1998 e final de 2004. Como visto anteriormente, esse período foi marcado por diversos acontecimentos importantes para o SEB, tal como o Racionamento, uma crise financeira e uma reforma institucional. O valor inicial do índice no período analisado é de 2000 reais, alcançando o valor de 7000 reais no final de 2004. Percebe-se uma forte oscilação no valor do índice por toda a série, embora ela mantenha tendência de crescimento. Pode se observar uma grande queda em 1999, decorrente de fatores macroeconômicos que afetaram intensamente a estrutura de dívida das elétricas, contudo, o índice volta a crescer em poucos meses.

Porém, o valor do índice nos períodos de racionamento e de crise nos anos de 2001 e 2002, depois de ter caído de maneira intensa, apenas voltou a subir no final de 2004, quando o governo já passou a dar maior sinalização de que o aparato regulatório seria capaz de suprir as necessidades do setor. Chegando a oscilar em torno de 7000 reais no final de 2004, quando o mercado já considerava o SEB com maior estabilidade.

**Gráfico 11 IEE 1998 - 2004**



**Tabela 6 Resumo dos Desenhos Institucionais do Setor Elétrico Brasileiro 1990 – 2004**

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação : 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSO) para as Distribuidoras.

Fonte: CCEE 200

## **2.4 Período 2012 a 2013: MP 579/2012 e Lei 12.783/2013**

De acordo com Castro et. al (2013), nas ultimas três décadas, houve uma diminuição da participação do setor industrial na economia nacional, com 31,3% em 1980, 17,2 em 2000 e 14,6% em 2011. Para o autor, alguns fatores foram decisivos para a queda da participação industrial no Brasil a partir dos anos 1990s. Um deles foi à abertura comercial e financeira da economia, juntamente da valorização cambial, fenômenos esses que incentivaram a economia brasileira a fazer escolhas de acordo com as vantagens comparativas que os recursos naturais podiam proporcionar no mercado mundial. Contrastando com a realidade da indústria nacional, que apresenta baixa produtividade e pouca competitividade externa. A carga tributaria elevada, os preços da energia, logística e infraestrutura pouco eficientes, criam um ambiente de negócios no Brasil pouco atrativo para o capital, afetando a produtividade da indústria e da produção de bens primários. Segundo o autor, esses fatores reduzem as cadeias de integração da produção nacional.

Contudo, para Castro et. al (2013), a partir do segundo mandato do governo Lula, mudou-se o paradigma das políticas publicas brasileiras, marcada por uma política monetária e fiscal expansiva, alta redução das taxas de juros, desvalorização cambial e outras. Também foram incorporadas na pauta do governo, políticas de redução do *Custo Brasil*. No mercado de capitais regulamentou-se e criaram estímulos para a emissão de debêntures em função de investimentos em infraestrutura, com possibilidade de extensão para FDICs. (Ministério da Fazenda, 2012).

Para a empresa Rio Bravo Investimentos (2012), o Brasil mesmo possuindo uma matriz energética predominantemente hidráulica (custo variável nulo), apresenta uma tarifa de energia muito elevada. Se comparada aos outros países do BRICs, podemos perceber a discrepância entre os preços. No Brasil a tarifa média no ano de 2011 é de 329 R\$/Mwh, enquanto que na Índia é 188,1R\$/Mwh, na China é 142,4R\$/Mwh e Rússia é de 91,5 R\$/Mwh.

É nesse contexto político, de busca da redução do Custo Brasil, para aumento da produtividade da economia brasileira, que a reformulação do marco regulatório através da medida provisória 579 ganha importância fundamental, visto que a energia elétrica representa um custo significativo em todas as cadeias de produção da economia brasileira, e principalmente na indústria de alta tecnologia de produtos com alto valor agregado.

Para Balbinotti (2011), a Lei 904 de 1995, determinava que os prazos para as novas concessões de geração deveriam ser semelhante ao prazo de amortização dos investimentos, com limite legal de trinta e cinco anos, com possibilidade de renovação pelo Poder Concedente respeitando as regras previstas no contrato inicial. A regra aplicada as concessionárias de geração eram semelhantes para as Distribuidoras e Transmissoras, exceto pelo prazo máximo, que nesse caso era de trinta anos. No âmbito da lei 9075/95, muitos contratos de concessão no setor elétrico foram firmados, e a partir do ano de 2015 os prazos desses contratos estariam entrando em processo de expiração. (Martins, 2012)

A Medida Provisória 579, que veio posteriormente se tornar a lei 12.783/2013, dispunha sobre as regras a respeito à renovação das concessões de geração e transmissão do setor elétrico que venceriam entre 2015 e 2017 e sobre a estrutura dos encargos setoriais, cujo objetivo central era de redução do custo de energia nacional, visando principalmente à modicidade tarifária.

É importante entender a estrutura da formação de preços na cadeia de produção da energia elétrica, para assim elucidar os efeitos que a Medida Provisória 579 se propunha a realizar. O preço da energia pago pelos consumidores regulados é composto por uma parcela da geração, da transmissão e da distribuição, quais sejam capazes de cobrir os custos de produção e remunerar o investimento dos investidores. Os principais componentes tarifários podem ser divididos em dois principais grupos, sendo a parcela A: a compra de energia (geração), o custo com transporte (acesso a rede básica, transmissão) e os encargos. A parcela B é a parcela da tarifa responsável por cobrir custos das distribuidoras. (Castro, 2013).

Na compra de energia, existem algumas modalidades diferenciadas de contratação de energia, onde variam na fonte, na remuneração, no tempo de maturação do investimento e etc. No setor se verifica a oferta de energia a partir de leilões de energia existente, que representam uma energia mais barata, por grande parte dos investimentos já terem sido amortizados ao longo dos anos e pela natureza da fonte (geralmente hidrelétrica). Os leilões de energia nova, funciona como um modelo de incentivo ao aumento do investimento, pois sinaliza para o setor de geração uma demanda livre de risco contratual, e garante maior planejamento estrutural por parte do Estado, preservando maior segurança de abastecimento futuro. É geralmente uma energia mais cara devido às fontes utilizadas, de natureza térmica. Nos leilões as distribuidoras declaram suas necessidades de demanda futura, visto que as concessionárias de distribuição possuem obrigação legal de garantir totalmente a energia dos consumidores. E pelo lado da oferta, os investidores possuem a liberdade de alocarem seus



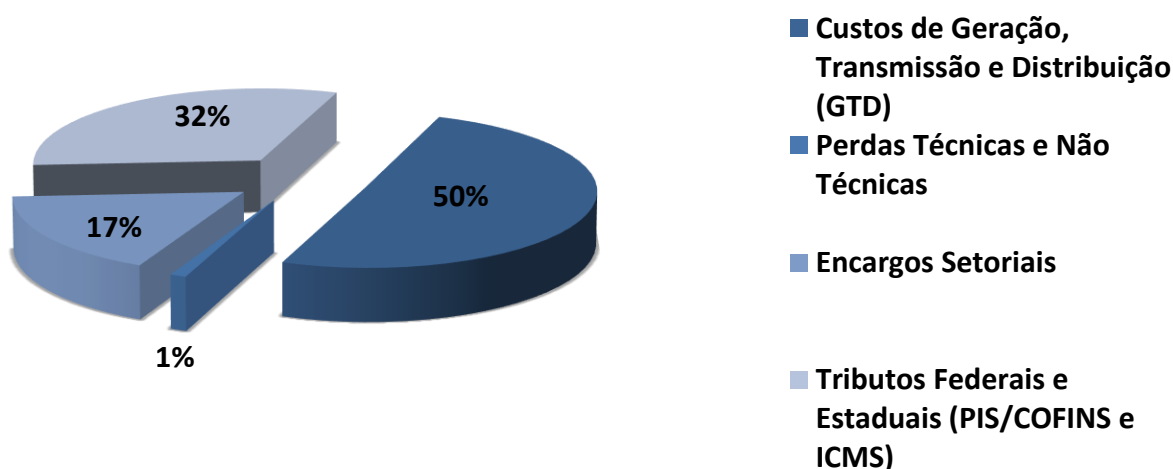
ativos de acordo com o preço que lhes for favorável. Os investimentos em transmissão também funcionam no modelo de leilões, onde os investidores que aceitarem operar e investir com menor remuneração possível será os vencedores, ou seja, aquela que aceitar a menor RAP (receita anual permitida).

De acordo com Castro (2013), os encargos podem ser divididos em dois grupos, o primeiro daqueles que financiam os gastos do próprio de SEB, e aqueles que supram demandas de caráter social. No primeiro grupo, estão os encargos que financiam a ANEEL, o ONS, os programas de eficiência energética, o de reserva global de reversão (RGR) e o encargo que é responsável pela segurança de suprimento do sistema, o Encargo de Segurança do Sistema (ESS). Esse último encargo vem apresentando atualmente fundamental importância de análise, devido aos altos valores por ele assumido, e pela baixa capacidade de previsão do mesmo. Pois o ESS depende das decisões de curto prazo dos despachos das térmicas definidas pelo ONS, que dependem diretamente do ciclo hidrológico no curto e curtíssimo prazo. Como o ciclo de chuvas é definido pelas afluições hídricas de maneira aleatória, o ESS é responsável por forte volatilidade no resultado das concessionárias, podendo atingir valores muito elevados em anos de hidrologia atípica.

No segundo grupo, está o encargo da CDE, Conta de Desenvolvimento Energético, que tem como objetivo subsidiar as tarifas de baixa renda e financiar o Programa Luz para Todos. E o encargo CCC (Conta de Consumo de Combustíveis), que subsidia as usinas a base de combustíveis fósseis em sistemas isolados do Norte do país. Para Castro, os encargos setoriais com características de subsídio social foram criados em um modelo de subsídio cruzado, ou seja, intra-tarifário, pois o Estado brasileiro se encontrava em uma conjuntura macroeconômica de restritos limites fiscais. Em 2010, a soma dos encargos chegou próximo de 16 bilhões de reais, sem considerar a carga tributária. E como os tributos na tarifa de energia elétrica, o ICMS é calculado “por dentro”, o peso da contribuição tributária na definição do preço é ainda maior. De acordo com Nivalde, a participação relativa dos encargos e tributos na tarifa média de energia é de 40%.

De acordo com a Rio Bravo Investimentos (2012), a tarifa de energia elétrica do segmento industrial no ano de 2011 apresentava a seguinte estrutura:

**Gráfico 12 Composição da Tarifa de Energia Elétrica da Indústria**



Fonte: ANEEL. Rio Bravo (2012)

A gestora de recursos, em seu relatório, destaca que os custos técnico-operacionais têm uma participação de 51,4% (Custos de GTD de 50,3%, e perdas técnicas e não técnicas de 1,1%), enquanto que o Estado e as instituições do setor arrecadam 48,6%. Para a Rio Bravo, a medida provisória 579 deveria reduzir o peso relativo do Estado de maneira proporcional aos custos técnicos, na busca da garantia da modicidade tarifária. Contudo, a escolha do governo foi tentar reduzir em 20% a tarifa através de um conjunto de medidas que alterassem o marco regulatório das GTDs.

Para Castro (2013), o governo brasileiro decidiu através da renovação das concessões de geração e transmissão, uma forma de gerar modicidade tarifária, através da reversão dos ativos para União, possibilitando a renovação dessas concessões dentro de um novo desenho contratual, onde essas concessionárias iriam antecipar o fim dessas concessões e ficariam responsáveis somente pela operação e manutenção desses ativos, recebendo uma tarifa de O&M pelo serviço prestado. Mudou-se o marco regulatório dessas usinas, as quais agora iriam operar em um regime semelhante ao de Itaipu, onde toda sua garantia física (capacidade de geração) seria alocada para as distribuidoras, o que antes não ocorria, visto que as usinas sempre deixavam um lastro de segurança, de forma a ter hedge e estarem seguras em momentos de baixa no GSF. Além de poderem vender no curto prazo, em condições de alta dos preços do PLD. O modelo de remuneração das transmissoras também foi alterado, cuja tarifa cobriria apenas os custos de operação e manutenção. O cálculo dos custos de O&M das transmissoras foi determinado por metodologia da ANEEL, de maneira semelhante à utilizada para as distribuidoras, através de um banco de preços. Teoricamente, o impacto da mudança

do marco regulatório das transmissoras e geradoras deveria afetar somente as empresas desses dois segmentos quanto à transferência de ganhos de produtividade para os consumidores, visto que as distribuidoras já realizam esse repasse nos ciclos de revisão tarifária.

De acordo com a Rio Bravo (2012), as concessionárias de geração e transmissão deveriam sob exigência da Medida Provisória 579 decidir quanto à renovação da concessão, mesmo cercados de incertezas quanto a metodologia aplicável no cálculo da remuneração dos ativos não amortizados e do modelo de tarifação da operação e manutenção, gerando forte ambiente de incerteza. Essas empresas já operariam com novas tarifas no ano de 2013, e receberiam a remuneração pelos ativos não amortizados até 2015. Havia no mercado a perspectiva negativa quanto ao método de cálculo do valor da base de ativos remanescentes, onde os agentes temiam que o governo considerasse valores inferiores aos registrados nas demonstrações financeiras dessas empresas. Aquelas que possuem capital aberto negociado na bolsa, poderiam ser abaladas drasticamente, caso os seus balanços fossem alterados de maneira discricionária e sem fundamento técnico.

Se a concessionária escolhesse por não renovar a concessão, o contrato valeria até o prazo final vigente, com base na tarifa praticada anteriormente. No final do contrato, seria definido pelo Poder Concedente se haveria a remuneração dos ativos não completamente amortizados. Com o fim do contrato, haveria uma nova licitação, e a concessão seria remunerada por uma tarifa de O&M. O risco referente a essa escolha estava ligada ao fato da ANEEL já ter dado sinais ao mercado de que a remuneração desses ativos seria abaixo do esperado pelas empresas, e que algumas concessões que teriam o direito de postergar a concessão, não poderiam fazê-lo sob a forma de remuneração anterior, tendo que se adequar ao novo modelo de remuneração pela operação e manutenção (caso da CESP e da CEMIG). O desenho institucional criado para as usinas é semelhante ao das linhas de transmissão, cuja RAP seria substituída por uma tarifa de O&M. E para piorar a percepção do risco regulatório pelo mercado, a MP 579 ainda determinou que os ativos de transmissão licitados anterior ao ano de 2000 já seriam considerados totalmente amortizados, sem direito a remuneração pelo ativo residual, mesmo que esse ainda estivesse sendo contabilizado anualmente nos balanços das empresas. (Rio Bravo, 2012). Contudo, essa decisão foi alterada pela ANEEL.

Outra alteração realizada pela medida provisória 579 foi em relação aos encargos setoriais. Foram excluídos da tarifa, os encargos CCC e RGR e houve uma redução significativa da CDE. É importante entender que havia na própria tarifa um sistema de subsídios cruzados

de função social, onde os consumidores não preferenciais pagavam uma tarifa mais onerosa devido à distribuição equitativa (do ponto de vista isonômico da CF/88) dos encargos. (Castro, 2013). A mudança foi realizada em função de que a energia elétrica não deve ser um instrumento de distribuição de renda quando acaba por onerar demasiadamente os outros consumidores e aumentando o custo de um bem de alta importância a nível industrial. Logo, o governo optou por retirar a estrutura de subsídio infra tarifário, e normatizou que a responsabilidade pelo sistema de benefícios seria realizada por aportes do Tesouro.

Ressalta-se que apenas as empresas do grupo Eletrobrás (estatais) aceitaram a renovação, sendo que as usinas privadas escolheram continuar operando até o fim das suas concessões, pois financeiramente não era viável operar sob essas condições devido às perspectivas negativas quanto à remuneração dos investimentos residuais ainda não amortizados e a incerteza sobre a metodologia de cálculo dessa remuneração pelo serviço, caracterizando um vazio regulatório e aumento da incerteza do setor, o qual historicamente sempre se apresentou como boa provedora de dividendos e de baixa volatilidade (baixo risco).

O mercado de capitais respondeu imediatamente a mudança do marco regulatório, definido pela MP 579. O resultado foi mensurado de maneira negativa, gerando resultados baixistas não somente nos papéis das elétricas, mas afetando muitas empresas reguladas ligadas a outros setores de infraestrutura. De acordo com a Rio Bravo, as ações do setor elétrico tiveram queda de 20% após a promulgação da MP. Castro mostra que as ações da Eletrobrás tiveram baixas de 49,7%, as ações da CESP perderam 40% do valor e CEMIG de 33%. O autor cita que as renovações das concessões geraram receitas abaixo do valor esperado, e que as reduções das receitas aconteceriam de maneira gradual a partir de 2015, e não concentradas no ano de 2013, o que já poderia justificar o motivo da queda das ações, devido a uma quebra nas expectativas. Os analistas do mercado financeiro esperavam que o governo buscasse renovar as concessões, e não abririam licitação para tantos ativos com vencimento próximo. Pois, ao manter a concessão sob o mesmo gestor, há ganhos de eficiência devido ao *knowhow* do negócio e das peculiaridades dos ativos, quando licita-se para um novo grupo financeiro, o negócio passa a apresentar maiores riscos, e assim maiores custos para atrair o capital. (Castro, 2013).

A CESP e CEMIG tiveram suas ações fortemente afetadas devido ao fato da MP 579 ter surpreendido o mercado ao extinguir o direito dessas concessões de serem renovadas sob o modelo contratual original, o qual era garantido pela legislação anterior. O governo permitiu que a renovação fosse realizada somente sob a forma remuneração pela operação e

manutenção, o que não se mostrou atrativo econômico e financeiramente para o mercado e investidores da empresa. A Medida Provisória 579 afetou intensamente o *status quo* das empresas ligadas ao setor de energia, alterando principalmente aquelas cotadas em bolsa, reduzindo substancialmente sua capacidade de pagamento de dividendos.

De acordo com o Canal Energia (2013), as ações ordinárias da Eletrobrás (ELET3) no dia 4 de setembro de 2011 estavam cotadas em 13,09 reais, fecharam no dia 04 de setembro de 2012 em 5,26 reais, enquanto que os papéis preferenciais variaram de 18,63 para 9,55 reais para o mesmo período, apresentando uma queda de 48,74% no valor da empresa. A estatal fora muito afetada com a medida provisória, pois a Eletrobrás era a empresa detentora do maior número de ativos que seriam afetados pela mudança.

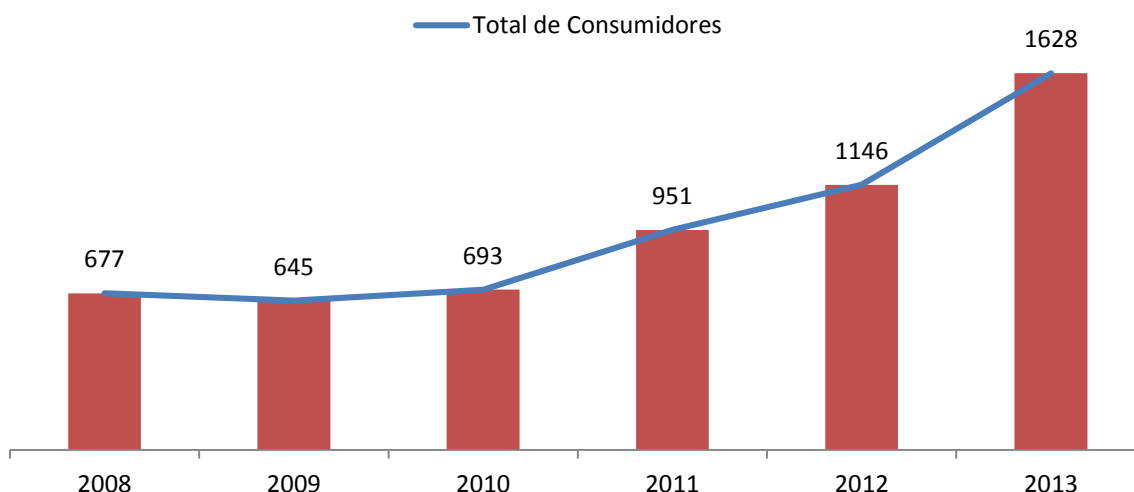
Empresas que aceitaram de maneira parcial a prorrogação dos contratos de acordo com a MP 579, também sofreram grandes reduções nos valores das suas ações. A Cemig e a Copel apresentaram redução de 47,22% e 17,48% entre 4 de setembro de 2011 e 2012. Enquanto que a CTEEP teve redução de 27,87%. E a CESP, embora não tenha aceitado prorrogar aos termos da MP, também teve uma queda elevada no valor dos seus papéis, com queda de 30% das ações preferenciais. (Canal Energia, 2013)

A medida pode potencialmente ter alterado a dinâmica entre os ambientes de contratação livre e regulado. Pois, como os benefícios referentes à redução dos custos através da medida se concentraram sobre as tarifas do ambiente regulado, há uma tendência de deslocamento dos consumidores livres a voltarem a contratar sua energia através das distribuidoras, acarretando no médio prazo uma redução significativa na contratação no ACL, o que vai à contra mão dos objetivos do governo em fortalecer o ACL, com fins de aumento da concorrência no nível da comercialização.

Losekann (2014) estima que quase 50% da energia contratada no mercado livre será renegociadas no ano de 2015, devido a grande diferença entre o PLD e os preços definidos nos contratos anteriores. Há uma tendência dos preços no ACL convergirem para próximo dos valores do preço spot, e uma maior dificuldade no fechamento de contratos de prazos mais longos, devido ao aumento da percepção de risco no setor e da volatilidade dos preços de curto prazo. Contudo, a regulação setorial apenas permite que haja migração dos consumidores livres para o ambiente de contratação reguladas (ACR) depois de cinco anos, o que dificulta sobremaneira a capacidade das empresas eletro intensivas continuar a sua produção.

Até 2013 o ACL estava em tendência altista quanto ao número de consumidores, com aumento de mais de 100% entre os anos de 2010 e 2013. O Gráfico abaixo ilustra essa informação:

**Gráfico 13 Número de Agentes no ACL entre 2008 e 2013**



Fonte: Elaboração Própria. CCEE

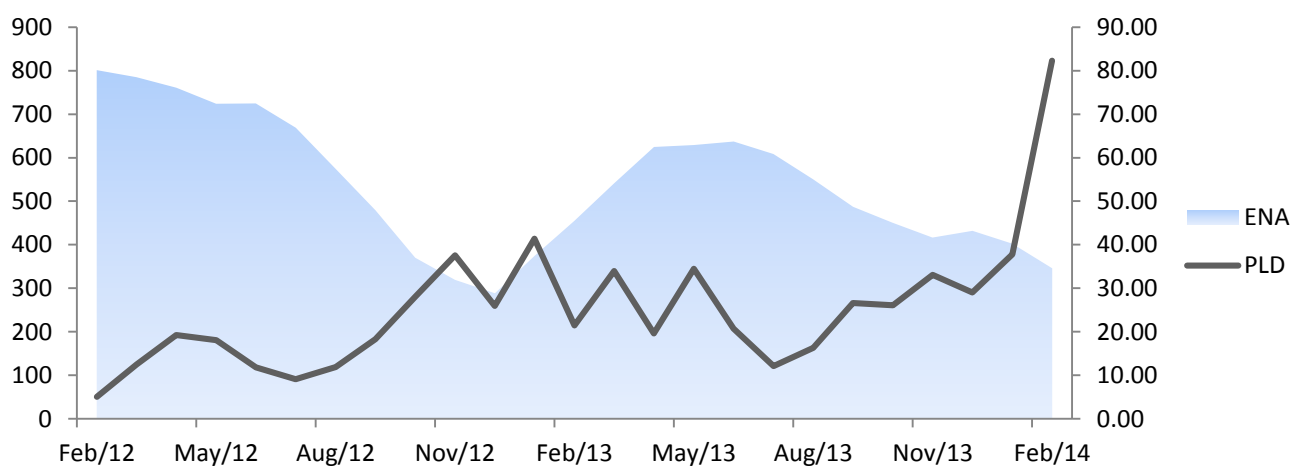
Os efeitos mais distorcidos da medida, contudo não tenha sido somente quanto à segurança jurídica e risco do investimento no setor, mas também a respeito da exposição involuntária em que as concessionárias de distribuição passaram a se encontrar. As distribuidoras devem ter toda a sua energia contratada no ACR através de contratos junto a geradoras, cabendo ao poder concedente a responsabilidade de fazer leilões e suprir as necessidades de demanda esperadas por essas empresas. Principalmente devido a não adesão da CEMIG e da CESP, grandes usinas hidrelétricas, à renovação dos seus contratos, as distribuidoras se viram em uma situação na qual parte da sua energia não estava assegurada.

Como as concessionárias possuem a obrigação legal de suprir toda a sua demanda, as distribuidoras se viram expostas ao mercado de curto prazo, mercado esse em que o preço da energia é calculado a partir de um modelo estocástico operacionalizado centralmente pelo ONS, onde a instituição calcula o valor esperado da geração, minimizando o preço com base em algumas variáveis, como: preço futuro, custo do déficit (custo econômico), nível dos reservatórios, e etc. É um modelo de otimização dinâmico, onde se analisa custo presente e o custo futuro da geração. Em momentos de níveis altos de reservatórios, as concessionárias estarem expostas ao mercado de curto prazo, quando o PLD está baixo é apenas um problema

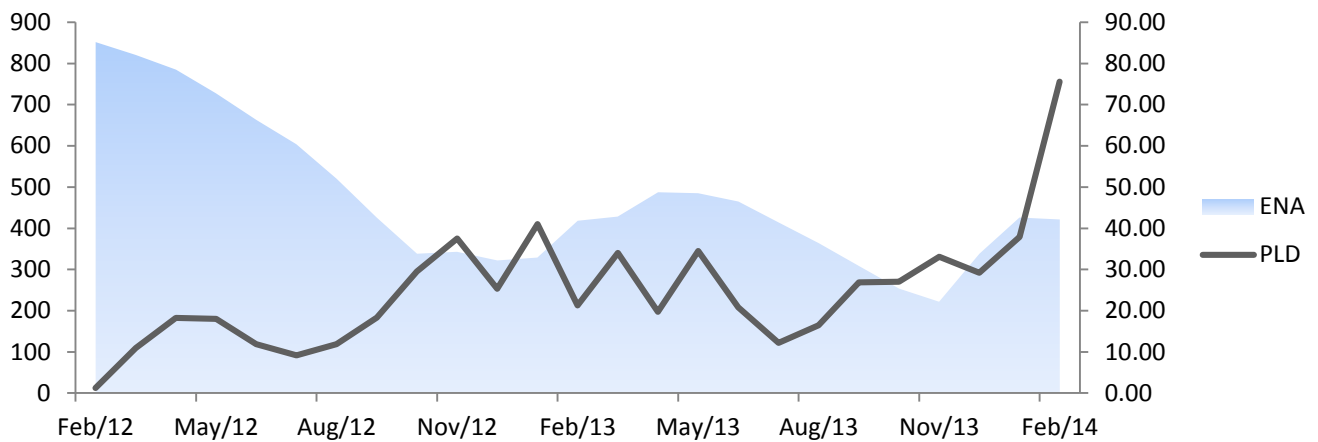
a nível legal, e não financeiro. Contudo, por questões aleatórias (ausência de chuva), as empresas ficaram expostas em um cenário energético desfavorável, com PLD elevado, o que ocasionou uma crise financeira no setor, onde as distribuidoras entraram em uma extrema restrição de liquidez (de caixa) e perderam a sustentabilidade financeira do seu negócio, ferindo o EEF (equilíbrio econômico financeiro) previsto em contrato.

Existe uma relação inversa entre o nível dos reservatórios e o preço spot, pois em períodos de baixas reservas, o ONS despacha as usinas de matrizes mais caras, em geral, às termoeletricas para poupar os reservatórios a fim de evitar o aumento do risco de déficit energético em períodos futuros. Abaixo segue o gráfico do nível dos reservatórios e do preço spot para os submercados Sudeste/Centro Oeste e Nordeste, onde se pode observar uma tendência de queda nos reservatórios em meados do ano de 2013, e uma conseqüente elevação dos PLD, coincidindo com o período de exposição involuntária das distribuidoras de energia.

**Gráfico 14 Reservatório e Preço Spot SE/CO período de 2012 - 2014**



**Gráfico 15 Reservatório e Preço Spot NE período de 2012 - 2014**



Fonte: CCEE e ONS. Elaboração Própria.

O governo tentou realizar leilões de energia para suprir essa exposição das distribuidoras, porém os preços não foram suficientemente atrativos para os investidores, devido principalmente aos preços muito elevados no curto prazo, o que desincentivava os contratos de prazo mais longos, já que o custo de oportunidade da energia para o ACR (ambiente regulado) estava muito alto e o preço que o MME alocou nos leilões era muito abaixo do valor financeiramente atrativo.

O cenário hidrológico desfavorável durante o período de exposição involuntária das distribuidoras, resultado da medida provisória 579, afetou negativamente a estrutura de *funding* do setor. De acordo com Almeida (2015), como os investimentos elétricos demandam longos prazos de maturação, a capacidade de investimento das empresas do setor depende diretamente da sua capacidade perante o mercado de capitais na captação de recursos. O modelo de expansão do setor elétrico nos anos 2000s se estruturou sob o tripé do capital privado, capital próprio das empresas do Estado e dos empréstimos de longo prazo subsidiados pelo BNDES. Esse tripé foi desestabilizado a partir dos anos de 2012 e 2013, primeiramente quando as empresas estatais passaram a ter a sua capacidade de investimento limitada a partir da redução das suas tarifas de concessão, quando passaram a remunerar as geradoras e transmissoras somente pelos custos de O&M.

Para Almeida (2015), um segundo desestabilizador foi o fato das empresas privadas também passarem a ter problemas na sua capacidade de investimento a partir de 2012, onde



a maior percepção do risco regulatório e político fora o responsável por afetar a desvalorização das ações de todas as elétricas cotadas na bolsa. As perdas de valor das ações das companhias elétricas afetaram o seu *debt-to-equity rate*, tornando-o mais elevado, ou seja, a estrutura de capital das empresas se tornou mais onerosa. Dificultando essas empresas na captação de recursos junto ao mercado de capitais. Inclusive o fluxo de caixa das elétricas passou a necessitar diretamente do Governo, onde o Tesouro passou a aportar recursos a fim de estabilizar financeiramente a capacidade de manutenção das concessões, devido ao desajuste entre as tarifas e custos.

E o terceiro fator de desestruturação do *funding* setorial é a situação fiscal nacional, que limita sobremaneira a capacidade do Tesouro de financiar os subsídios fornecidos através das linhas de crédito do BNDES. O banco vem apresentado papel fundamental nos investimentos do setor, devido ao fraco desenvolvimento do mercado de capitais privado em dividas de longo prazo nacional. Segundo o autor, mesmo que o BNDES continue a realizar investimentos futuros nas mesmas proporções que vem realizando nos anos anteriores, é necessário que haja uma capacidade do mercado privado em elevar os investimentos setoriais. E para que isso aconteça é necessário que ocorra uma percepção no mercado de capitais, de que o setor apresentará no curto e médio prazo retornos economicamente sustentáveis, considerando o risco mais elevado atual.

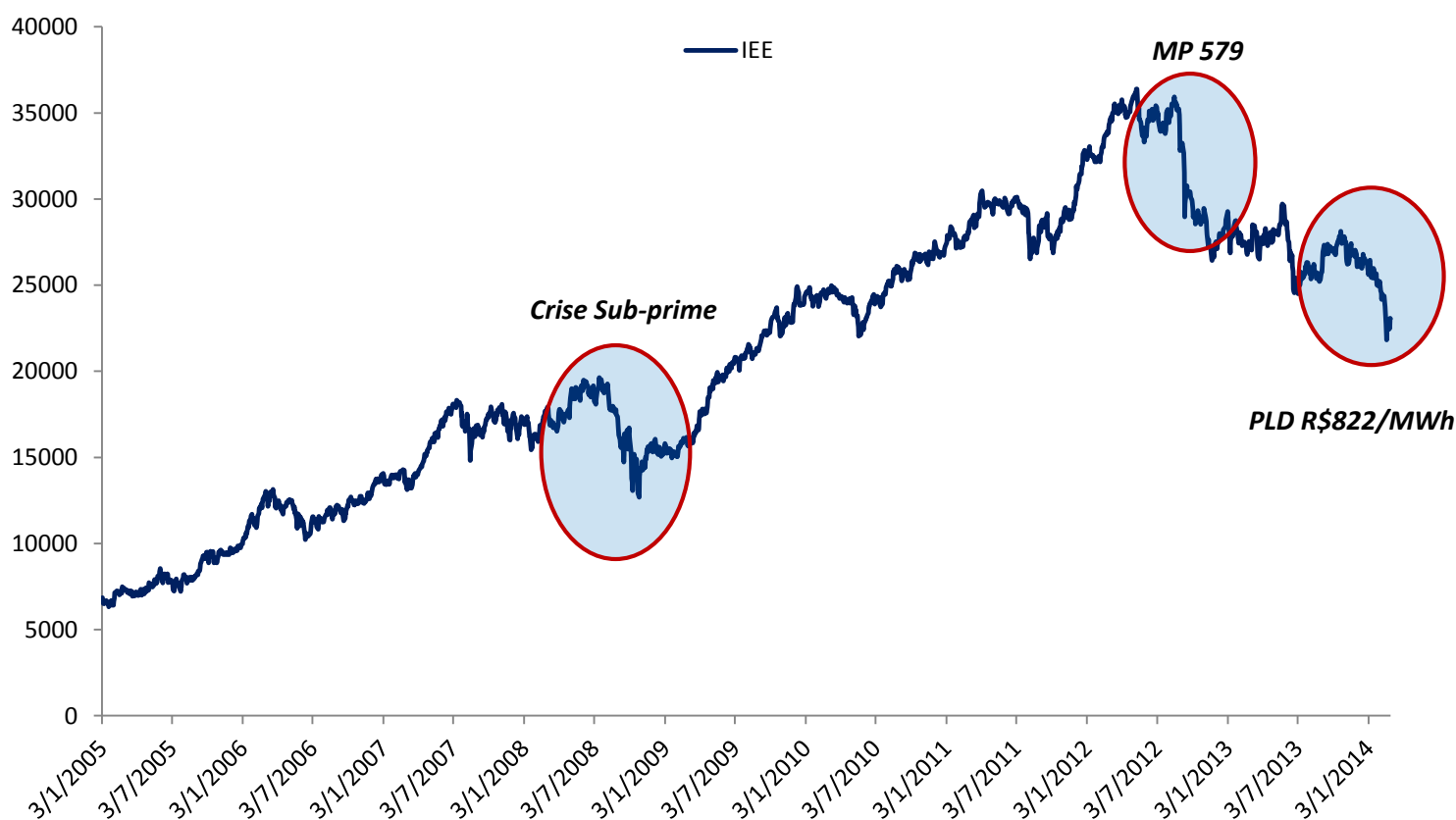
O ex-presidente da AES, Eduardo Benini em entrevista ao Canal Energia (2013) afirmou que as mudanças regulatórias provenientes da medida provisória não tiveram somente impactos a nível setorial. Pois, ao colocar o Tesouro Nacional como um dos agentes de funding do SEB, visto que o fluxo de caixa das concessionárias e a sua capacidade de financiamento junto ao mercado de capitais apresentarem esgotamento, o governo passa a ter participação decisiva na continuidade da operação, assim, uma política de âmbito setorial passa a afetar também questões ligadas à política fiscal, pois afeta diretamente os gastos do governo.

Nelson Fonseca Leite (2013), presidente da ABRADEE, afirma que o setor perdeu a sua auto-sustentabilidade financeira devido à medida provisória. De acordo com o executivo, o SEB era um dos setores mais atrativos para o mercado de capitais, porém com a alteração do marco regulatório, as empresas perderam em média 12% do valor de suas ações. Nelson cita que os contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica estão no prazo final, e para o executivo é necessária que a política tarifária apresente previsibilidade e não gere surpresas indesejáveis para o mercado. Como as regras da prorrogação dos contratos das distribuidoras ainda não foram definidas, os efeitos da MP 579 refletem sobre a capacidade de

financiamento das empresas de distribuição junto ao mercado de capitais, pois houve um aumento generalizado na percepção do risco no SEB. Nelson afirma que o mercado de capitais tem procurado investir em ativos de menor risco, já que os papéis do setor elétrico passaram a apresentar um nível de volatilidade mais elevado do que a média histórica pós-privatização.

No Gráfico abaixo temos o índice IEE para os anos de 2005 até final de 2013. O índice apresenta tendência altista até o ano de 2012, com uma queda mais acentuada somente no ano de 2008, potencialmente influenciado pela crise do subprime nos EUA, mas logo retoma a tendência de crescimento. Contudo a partir do ano de 2012, essa tendência se inverte, e o índice passa a cair até o período final da análise. Essa mudança na curva é explicada pela reação ruim do mercado de capitais frente à Medida Provisória 579, gerando queda no valor de todas as elétricas, o que se refletiu diretamente no índice. Essa queda foi potencializada em função das péssimas condições do cenário hidrológico, que levou o PLD ao seu valor máximo. O valor do índice saiu da casa dos 35000 pontos no ano de 2012, e chegou em 2013 a patamar semelhante ao ano de 2010, em torno de 2500 pontos.

**Gráfico 16 IEE 2005 - 2014**



## Capítulo 3.

### *Modelos Box-Jenkins*

Para Morettin (2008), modelos auto-regressivos são mais comumente utilizados em séries econômicas, pois se costuma pensar que o valor assumido pelas variáveis no período corrente depende fortemente dos valores assumidos por essas variáveis no passado, como foco na previsão dessas variáveis em períodos  $t$  futuros. Já os modelos de médias móveis puros são considerados interessantes quando aplicados para replicação temporal de preços de ações, devido à presença do processo de efeito casual. Contudo, para o autor modelos auto-regressivos e de medias moveis mistos são de grande utilidade na estimação de modelos com um numero pequeno de variáveis, os chamados modelos ARMA ( $p, q$ ).

Xiao e Aydemir (2011) afirmam que nos últimos 50 anos, os modelos mais utilizados em séries temporais são os gaussianos lineares com estrutura ARMA ( $P, Q$ ). A literatura vem pontuando as principais vantagens e desvantagens desses modelos. Para Tong (1999) e Xiao e Aydemir (2011), há três principais vantagens a serem pontuadas sobre os modelos auto-regressivos de médias móveis. A primeira diz respeito ao fato de existir um avanço muito grande na teoria de equações diferenciais lineares, e a distribuição gaussiana já é muito conhecida, o que permite realizar inferências estatísticas com facilidade. Em segundo lugar, os autores afirmam que a estrutura de um processo ARMA é fácil de construir, além de já existir diversos softwares estatísticos com pacotes específicos para esse modelo. E por último, temos que o modelo vem apresentando resultado satisfatório quanto ao seu poder de previsibilidade e análise de diversas séries temporais.

De acordo com Xiao e Aydemir (2011), os modelos ARMA são muito utilizados em séries financeiras, onde a série de volatilidade dos retornos da série S&P (Standard & Poor's) é modelada por um AR (1). (Ver Porterba e Summers, 1986). Já o logaritmo da volatilidade dos retornos mensais da S&P foi modelado como um processo não estacionário ARIMA (0,1,3). (Ver French, Schwert e Stambaugh, 1987).

Contudo, Xiao e Aydemir (2011) citam que a literatura vem pontuando certas limitações dos processos ARMA na caracterização das estatísticas de certas séries temporais. Séries de taxas de cambio costumam apresentar assimetria, podem ser explosivos e apresentar memória longa da volatilidade (clustering), onde processos gaussianos não são eficientes para modelá-los. Avanços na literatura em séries financeiras vêm considerando modelos que superam as principais limitações dos modelos ARMA, os quais permitem a existência de resíduos com distribuição não gaussiana e não necessitam da hipótese de linearidade da série.

Abaixo, encontra-se a formalização matemática dos modelos AR(P), MA(Q) e ARMA (P, Q) e das suas principais características estatísticas.

### 3.1 Processos Estacionários

De acordo com Morettin (2008), estacionariedade é uma das principais propriedades estatísticas presente em séries de tempo. Ela em termos gerais define que a série tende a flutuar em torno de uma média constante, caracterizando-a por maior estabilidade. Para o autor, séries financeiras geralmente possuem uma tendência, em torno da qual a série irá oscilar e convergir ao longo do tempo.

Para Francq e Zakoian (2010), o conceito de estacionariedade possui um fundamento central em modelos de séries temporais, porque ele pode substituir a hipótese de independência das estatísticas (hipótese mais rígida), e permite que se realizem inferências estatísticas sobre os parâmetros estimados.

**Definição.** Estacionariedade de primeira ordem (estacionariedade estrita): Um processo  $(X_t)$  é dito estritamente estacionário quando as distribuições de  $(X_t)$  e  $(X_{t+h})$  permanecem a mesma para todo  $h$ . Formalmente temos:

$$f(X_1, X_2, \dots, X_K) = f(X_{1+h}, X_{2+h}, \dots, X_{K+h}) \quad \forall k \in T$$

**Definição.** Estacionariedade de Segunda Ordem (estacionariedade fraca): Um processo  $(X_t)$  é dito estacionário de segunda de ordem, se as seguintes condições forem satisfeitas:

$$i) \quad E[X_t] = \mu(t) = \mu \quad \forall t \in T$$

- ii)  $E[(X_t)^2] < \infty \forall t \in T$
- iii)  $Cov((X_t), (X_{t+h})) = \gamma_X(h) \forall t \in T$

Embora essa propriedade seja menos rigorosa, é importante lembrar que ela demanda o cálculo dos dois primeiros momentos da série, diferentemente da estacionariedade de primeira ordem, que demanda apenas o conhecimento das funções de distribuição.

**Definição.** *Ruído Branco Fraco:* O processo é dito como ruído branco fraco se para uma  $\delta^2$  constante e positiva, temos:

- i)  $E[\epsilon_t] = 0 \forall t \in T$
- ii)  $E[(\epsilon_t)^2] = \delta^2 \forall t \in T$
- iii)  $Cov[(\epsilon_t), (\epsilon_{t+h})] = 0 \forall t \in T, \forall h \neq 0$   
 $Cov[(\epsilon_t), (\epsilon_{t+h})] = Var(\epsilon_t) = E[(\epsilon_t)^2] = \delta^2 \forall t \in T, \quad h = 0$

$$\epsilon_t \sim RB(0, \delta^2)$$

Quando substituimos a hipótese de auto covariância nula pela hipótese de que o processo é independente e identicamente distribuído (iid), o Ruído Branco passa a ser denominado como processo puramente aleatório, o qual exige hipóteses mais rígidas.

$$\epsilon_t \sim iid(0, \delta^2)$$

**Definição.** *Processo Estacionário Ergódico:* um processo  $X_t$ , estocástico fracamente estacionário, cujo valor esperado  $E[X_t] = \mu(t) = \mu < \infty$  e a média amostral  $\bar{X}_t = \frac{\sum_{i=1}^t X_t}{t} \forall t \in T$ , será considerado ergódico se:

$$\bar{X}_t \xrightarrow{P} \mu, T \rightarrow \infty$$

Para Francq e Zakoian (2010) um processo estacionário é considerado ergódico se forem verificadas as propriedades da Lei Forte dos Grandes Números.

**Definição.** Um *Processo Linear Geral (PLG)*  $X_t$  pode ser escrito como:

$$X_t = \sum_{s=0}^{\infty} \alpha_s \alpha_{t-s} \epsilon_t \sim RB(0, \delta^2)$$

Onde, o PLG será estacionário quando  $\sum_{s=0}^{\infty} \alpha_s < \infty$ . Apresentando a função de covariância:

$$Cov[(X_T), (X_{t+h})] = \begin{cases} \sigma^2 \sum_{s=0}^{\infty} \alpha_s \alpha_{s+h} < \sigma^2 \sum_{s=0}^{\infty} \alpha_s^2, h \neq 0 \\ \sigma^2 \sum_{s=0}^{\infty} \alpha_s \alpha_{s+h} = \sigma^2 \sum_{s=0}^{\infty} \alpha_s^2, h = 0 \end{cases}$$

Quando a quantidade dos parâmetros  $\alpha_s$  é um número finito, é possível estimar modelos ARMA que seguem esse processo.

**Definição.** *Processo Estocástico Gaussiano:* um processo estocástico  $(X_t)$ ,  $\forall t \in T$  pode ser caracterizado como Gaussiano quando  $(X_{t1}), (X_{t2}), \dots, (X_{tn})$  possuem distribuição normal.

De acordo com Francq e Zakoian (2010), a teoria clássica de séries temporais se concentra nas estruturas de segunda ordem dos processos estocásticos. Para o autor, é a média e a função de auto-covariância que caracterizam de fato os processos Gaussianos estacionários. Ao conhecer os dois primeiros momentos populacionais, os pesquisadores conseguem estimar melhor a estrutura de dependência temporal que a serie apresenta. Contudo, momentos populacionais são difíceis de conhecer, podendo estimá-los através de momentos amostrais.

### 3.1 AR (p) – Processos Auto Regressivos

**Definição.** Podemos considerar um processo Auto Regressivo AR(P), se a função de  $X_t$  puder ser escrito da seguinte forma:

$$X_t - \mu = \sum_{j=1}^p \phi_j (X_{t-j} - \mu) + \epsilon_t$$

$$X_t = \phi_0 + \phi_1 X_{t-1} + \dots + \phi_p X_{t-p} + \epsilon_t$$

Onde o valor esperado pode ser escrito como:  $\mu = E(X_t) = \frac{\phi_0}{1 - \phi_1 - \phi_2 - \dots - \phi_p}$

$\mu$  e  $\phi_1, \phi_2, \dots, \phi_p$  parâmetros reais

$$\epsilon_t \sim \text{RB}(0, \delta^2)$$

Podemos escrever um processo auto-regressivo em função do operador de defasagem da seguinte forma:  $\phi(B) \tilde{X}_t = \epsilon_t$

Operador Auto Regressivo:  $\phi(B) = 1 - \phi_1 B - \phi_1 B^2 \dots + \phi_p B^p$

Onde,  $\tilde{X}_t = X_t - \mu$ .

Podemos escrever:  $\tilde{X}_t = \phi(B)^{-1} \epsilon_t = \psi(B) \epsilon_t = (1 + \phi B + \phi^2 B^2 + \dots) \epsilon_t$

$$\psi(B) = \sum_{j=0}^p \phi^j B^j = [\phi(B)]^{-1} = (1 - \phi B)^{-1}$$

**Estacionariedade:** De acordo com Morettin (2008), um processo linear será dito estacionário quando a série  $\psi(B)$  convergir para  $|B| < 1$ , para isso precisa-se que  $|\phi| < 1$ , ou seja, as raízes devem estar fora do círculo unitário.

Se o processo for considerado estacionário, podemos escrever os principais momentos da seguinte forma:

$$\text{Var}(X_t) = \gamma_x(h) = \frac{\sigma_e^2}{1 - \phi^2}, h = 0$$

$$\text{Var}(X_t) = \sigma_x^2 = \frac{\sigma_e^2}{1 - \phi_1 \rho_1 - \phi_2 \rho_2 - \dots - \phi_p \rho_p} \quad h > 0$$

$$\gamma_x(h) = \phi_1 \gamma_x(h-1) + \phi_2 \gamma_x(h-2) + \dots + \phi_p \gamma_x(h-p), \quad h > 0$$

$$\rho_x(h) = \frac{\gamma_x(h)}{\gamma_0} \quad h > 0$$

Para a solução geral dessa equação, ver Morettin (2008) e Miller (1969).

Consideraremos na formalização de um processo AR (1),  $\mu = 0$ .

## AR (1)

O processo auto-regressivo com apenas um lag temporal,  $p=1$ , pode ser escrito da seguinte forma:

$$X_t = \phi X_{t-1} + \epsilon_t$$

Operador retroativo:  $\phi(B) = 1 - \phi B$

Para o processo AR(1), sendo  $B = \phi^{-1}$  a raiz da equação  $\phi(B) = (1 - \phi B) = 0$ , assim para que haja estacionariedade é necessário que a raiz de  $\phi(B) = 0$  esteja fora do círculo unitário. Ver a demonstração em Box e Jenkins (1970).

$$\text{Autocovariância } \gamma_x(h) = \frac{\sigma_e^2}{1-\phi^2} \phi^{|h|}, h \in \mathbb{Z}$$

$$\text{Auto-correlação } \rho_x(h) = \frac{\gamma_x(h)}{\text{Var}(X_t)}, h \in \mathbb{Z}$$

De acordo com Enders (19XX), a função de auto correlação, o correlograma, deve convergir geometricamente para zero quando a série for estacionaria. Para o caso onde  $\phi > 0$ , a convergência acontece de maneira direta, e se  $\phi < 0$ , as auto correlações irão oscilar em valores negativos e positivos, porém convergindo para zero.

## 3.3 MA(q) – Processos de Média Móvel

**Definição:** Morettin (2008) define um processo de média móvel de ordem  $q$  MA( $q$ ) como:

$$X_t = \mu + \epsilon_t - \theta_1 \epsilon_{t-1} - \dots - \theta_q \epsilon_{t-q}$$

Operador Retroativo:  $\theta(B) = 1 - \theta_1 B - \theta_2 B^2 - \dots - \theta_q B^q$

Podemos escrever como:  $X_t = \theta(B)\epsilon_t$

Onde,  $\mu$  e  $\theta_1, \dots, \theta_2, \dots, \theta_p$  parâmetros reais e  $\epsilon_t \sim RB(0, \delta^2)$



**Estacionariedade:** Um processo MA (q) é sempre considerando estacionário, cujo operador retroativo  $\theta(B) = 1 - \theta_1 B - \theta_2 B^2 - \dots - \theta_q B^q$  não apresenta restrições quanto aos valores de  $\theta_j$  para se garantir a propriedade de estacionariedade.

### Momentos Populacionais:

$$\text{Variância } \sigma_x^2 = \sigma_e^2 (1 + \theta_1^2 + \dots + \theta_q^2)$$

$$\text{Auto-covariância } \gamma_x(h) = \begin{cases} \sigma^2(\theta_h + \theta_1 \theta_{h-1} + \dots + \theta_q \theta_{q-h}), & h = 1, \dots, q \\ 0, & |h| > q \\ \gamma_x(-h) & h < 0 \end{cases}$$

$$\text{Auto correlação } \rho_x(h) = \begin{cases} \frac{-\theta + \theta_1 \theta_{h+1} + \dots + \theta_q \theta_{q-h}}{1 + \theta_1^2 + \dots + \theta_q^2}, & h = 1, \dots, q \\ 0, & |h| > q \\ \rho_x(-h) & h < 0 \end{cases}$$

A FACV e a FAC de uma MA(q) converge pra valores nulos (ou estatisticamente iguais a zero) quando o lag temporal analisado é superior (em módulo) à ordem do processo de média móvel  $|h| > q$

### MA(1)

$$X_t = \epsilon_t - \theta_1 \epsilon_{t-1}$$

$$X_t = [1 - \theta(B)] \epsilon_t$$

$$\theta(B) = 1 - \theta_1 B$$

$$\epsilon_t = [1 - \theta(B)]^{-1} X_t$$

$$X_t = -\theta X_{t-1} - \theta^2 X_{t-2} - \dots + \epsilon_t$$

**Condição de Invertibilidade:** todas as raízes de  $\theta(B) = 0$ , devem estar fora do círculo unitário  $|\theta| < 1$ . A condição de Invertibilidade possibilita escrever o modelo como um AR ( $\infty$ ).

$$\text{FACV: } \gamma_x(h) = \begin{cases} \sigma^2(1 + \theta^2), & h = 0 \\ \sigma^2(\theta^2) & h = 1 \\ 0 & |h| > 1 \end{cases}$$

$$\text{FAC:} \quad p_x(h) = \begin{cases} 1, & h = 0 \\ \frac{-\theta}{1+\theta^2}, & h = 1 \\ 0, & |h| > 1 \end{cases}$$

De acordo com Morettin (2008), a FAC e a FACV de uma MA (q) são iguais a zero para lags temporais maiores do que (q), diferentemente do que ocorre com os processos AR(p) que decaem exponencialmente quando  $h > p$ .

### 3.4 ARMA (p,q) – Processos Auto Regressivos e Média Móvel

Para Francq e Zakoian (2012), os processos do tipo ARMA (p, q) são os mais utilizados em modelos de previsão de séries estacionárias de segunda ordem. De acordo com Wold (1938), uma série pode ser caracterizada como ARMA para qualquer processo centralizado, estacionário de segunda ordem e puramente não determinístico, podendo ser formalizado como:

$$X_t = \mu + \sum_{j=0}^{\infty} \varphi_j \epsilon_{t-j}, \varphi_0 = 1$$

$$\epsilon_t \sim \text{RB}(0, \delta^2)$$

$$X_t = \epsilon_t + \sum_{j=0}^{\infty} \phi_j \epsilon_{t-j}$$

**Definição:** Um processo estacionário de segunda ordem  $X_t$  é dito ARMA(p,q), se o processo poder ser escrito como:

$$X_t - \mu = \sum_{j=1}^p \phi_j X_{t-j} - \mu + \epsilon_t - \sum_{j=1}^q \theta_j \epsilon_{t-j}$$

$$X_t = \sum_{j=1}^p \phi_j X_{t-j} + \epsilon_t - \sum_{j=1}^q \theta_j \epsilon_{t-j}, \mu = 0$$

$$\phi(B)\tilde{X}_t = \theta(B)\epsilon_t$$

$$\tilde{X}_t = \phi(B)^{-1}\theta(B)\epsilon_t$$

**Condição de Estacionariedade:** é a mesma de um AR (P), onde as raízes de  $\phi(B) = 0$  devem estar fora do círculo unitário  $|\phi| < 1$

**Condição de Invertibilidade:** é a mesma para uma MA (Q), onde as raízes de  $\theta(B) = 0$  devem estar fora do círculo unitário:  $|\theta| < 1$

Função de Auto Covariância:

$$\gamma_x(h) = \phi_1\gamma_x(h-1) + \phi_2\gamma_x(h-2) + \dots + \phi_p\gamma_x(h-p) + \gamma_{x_E}(h) - \theta_1\gamma_{x_E}(h) - \theta_1\gamma_{x_E}(h-1) - \theta_2\gamma_{x_E}(h-2) - \dots - \theta_p\gamma_{x_E}(h-p), \quad h < q$$

$$\text{Covariância Cruzada de } \epsilon_t \text{ e } X_t: \quad \gamma_{x_E}(h) = E(\epsilon_t X_{t-h})$$

$$\gamma_x(h) = \phi_1\gamma_x(h-1) + \phi_2\gamma_x(h-2) + \dots + \phi_p\gamma_x(h-p), \quad h > q$$

$$\rho_x(h) = \phi_1\rho_x(h-1) + \phi_2\rho_x(h-2) + \dots + \phi_p\rho_x(h-p), \quad h > q$$

Para os lags temporais até q, tanto a covariância quanto a auto correlação dependerão dos parâmetros da parcela da média móvel do modelo, enquanto que para lags maiores que q, apenas os parâmetros referentes à parcela do processo auto regressivo serão utilizados.

Morettin (2008) afirma que se costuma observar que quando  $q < p$ , a função de auto correlação apresenta decaimento exponencial ou senoidal, enquanto que para  $q \geq p$ ,  $(\rho_0, \rho_1, \dots, \rho_{q-p})$  esse padrão não se verifica.

### ARMA(1,1)

$$X_t = \phi X_{t-1} + \epsilon_t - \theta \epsilon_{t-1}$$

De acordo com Morettin (2008), a função de auto correlação de um ARMA (p,1) irá depender dos valores dos parâmetros referentes a média móvel somente para o calculo de  $p_x(1)$ , para as demais correlações, apenas os parâmetros do processo auto regressivo será considerado. Formalizando, temos:

$$p_x(1) = \frac{\gamma_1}{\gamma_0} = \frac{(1 - \phi\theta)(\phi - \theta)}{1 + \theta^2 - 2\phi\theta}$$

$$p_x(h) = \phi p_x(h-1) \quad h > 1$$

## 3.5 Critérios de Identificação

### 3.5.1 Função de Auto Correlação Parcial

A estimação dos momentos amostrais, especialmente, a da função de autocovariância e a de auto correlação, a facv e a fac, é muito importante para os procedimentos de identificação dos modelos populacionais para as séries a partir da análise das observações. Box, Jenkins e Reinsel (1994), introduzem um novo procedimento na identificação dos modelos, a função de auto correlação parcial (facp). A função de auto correlação parcial entre  $X_t$  e  $X_{t+k}$ , retira-se a dependência dos termos intermediários  $X_{t+1}, X_{t+2}, \dots, X_{t+k-1}$ , podendo ser escrito como:  $\text{Cov}(X_t, X_{t+k} | X_{t+1}, X_{t+2}, \dots, X_{t+k-1}) = \phi$ .

De acordo com Enders, podemos considerar:

- i.  $\bar{X}_t = \phi_{11}\bar{X}_{t-1} + e_t \sim AR(1)$ , onde  $\phi_{11}$  é tanto a autocorrelação quanto a autocorrelação parcial entre  $X_t$  e  $X_{t-1}$ .
- ii.  $\bar{X}_t = \phi_{21}\bar{X}_{t-1} + \phi_{22}\bar{X}_{t-2} + e_t \sim AR(2)$ . Onde  $\phi_{22}$  é a função de autocorrelação parcial  $X_t$  e  $X_{t-2}$ . Ou seja, é a correlação entre  $X_t$  e  $X_{t-2}$ , controlado pelo efeito de  $X_{t-1}$ .
- iii.  $\bar{X}_t = \phi_{k1}\bar{X}_{t-1} + \phi_{k2}\bar{X}_{t-2} + \dots + \phi_{ss}\bar{X}_{t-s} + e_t \sim AR(s) \quad t=1, 2, \dots, s$ . Onde  $\phi_{ss}$  é a função de auto-correlação entre  $X_t$  e  $X_{t-s}$ , controlado pelo efeito de  $X_{t-1} \dots X_{t-s+1}$ .

A solução é através das Equações de Yule-Walker:

- i.  $\phi_{11} = \rho_1$  Para AR (1)

- ii.  $\phi_{22} = (\rho_2 - p_1^2) / (1 - p_1^2)$  Para AR (2)
- iii.  $\phi_{ss} = \frac{\rho_s - \sum_{j=1}^{s-1} \phi_{s-1} \rho_{s-j}}{1 - \sum_{j=1}^{s-1} \phi_{s-1} \rho_j}$  Para AR (s), com s = 3, 4, 5...

De acordo com Enders, para um processo AR (p), todos os valores de  $\phi_{ss}$  tendem para zero quando  $s > p$ . Já para um processo MA (q), a função de autocorrelação parcial apresenta características semelhantes a uma função de autocorrelação de um processo AR (p). Se  $\theta > 0$ , a função de autocorrelação parcial irá decair oscilando entre valores positivos e negativos. Se  $\theta < 0$ , a facp irá decair exponencialmente ou de forma senoidal.

Enders afirma que a função de auto correlação parcial de um processo ARMA(p,q) geralmente decai para zero a partir do lag p, podendo oscilar ou não, dependendo sinal do parâmetro  $\phi_{ss}$ .

### 3.5.2 Modelos de Informação

Antes dos parâmetros do modelo ARMA (p,q) serem estimados, é necessário determinar os valores das ordens dos processos AR (p) e MA (q). Técnicas baseadas em análise do correlograma são muito utilizadas, onde as funções de autocorrelação (fac) e autocorrelação parcial (facp) dão indícios de como se estrutura a dinâmica da série temporal. Contudo outras técnicas passaram a ser desenvolvidas a partir dos anos 1970, as quais buscavam encontrar os parâmetros que minimizassem a função de algum tipo de modelo de seleção, dentro dos limites superiores ( $k < p_{\text{máx}}$  e  $l < q_{\text{máx}}$ ). O modelo de seleção de um ARMA (p,q):

$$P(k, l) = \ln \hat{\sigma}_{k,l}^2 + (k + l) \frac{C(T)}{T}$$

Onde  $C(T)$  é a seqüência indexada de uma amostra com tamanho T,  $\hat{\sigma}_{k,l}^2$  é o estimador variância dos resíduos ajustado ao modelo ARMA (k,l). E  $(k + l) \frac{C(T)}{T}$  é o termo penalizador, que aumenta quando há inclusão de novos parâmetros, enquanto que a variância  $\hat{\sigma}_{k,l}^2$  diminui. Morettin(2008) afirma que os limites das ordens máximas aumentem com o tamanho da série T.

De acordo com o modelo de Akaike (1973, 1974), devemos escolher os parâmetros do processo ARMA (k, l) que minimizem a função:

$$AIC(k, l) = \ln \hat{\sigma}_{k,l}^2 + \frac{2(k+l)}{T}$$

Sendo  $\hat{\sigma}_{k,l}^2$  estimado via Máxima Verossimilhança. Sendo  $0 < k < p_{\text{máx}}$  e  $0 < l < q_{\text{máx}}$ . Para um modelo AR (p), o modelo se reduz a seguinte forma:

$$AIC(k, l) = \ln \hat{\sigma}_{k,l}^2 + \frac{2k}{T}, k \leq p_{\text{máx}}$$

Outro modelo muito utilizado é o Schwarz-Bayesian (BIC), onde busca-se minimizar a função:

$$BIC(k, l) = \ln \hat{\sigma}_{k,l}^2 + \frac{\ln T(k+l)}{T}$$

A literatura indica que os dois modelos são semelhantes quando utilizados para pequenas amostras. Contudo, muitos autores criticam o modelo AIC por apresentar inconsistência (assintoticamente viesado), enquanto que os parâmetros determinados pelo critério bayesiano nos garantem consistência. Hanna (1980).

### ***3.6 Processos Não Estacionários***

Xecalaki afirma que desde as primeiras décadas do século XX, o retorno dos ativos foi considerado como iid. (identicamente e independentemente distribuídos), com média zero e variância constante. Contudo, Bachellier (1900), foi um dos primeiros autores a modelar as séries financeiras considerando-as como passeios aleatórios. Nos anos mais recentes, a literatura em séries financeiras vem considerando que retornos apresentam de fato características de estatísticas de passeio aleatório. Morettin (2008) afirma que um processo estocástico não estacionário importante na modelagem de séries financeiras e econômicas é o do passeio aleatório.

**Definição.** *Passeio Aleatório:* A partir de uma série aleatória  $\{\epsilon_t, t \geq 1\}$ , onde  $\epsilon_t \sim RB(0, \delta^2)$ . Podemos escrever:

$$X_t = \epsilon_1 + \dots + \epsilon_t.$$

Temos que:  $E(X_t) = t\epsilon\mu$ ,  $\text{Var}(X_t) = t\epsilon\sigma_e^2, \gamma_X(t_1, t_2) = \sigma_e^2 \min(t_1, t_2)$ . Assim, podemos considerar  $X_t$  como um processo de passeio aleatório (random walk), pois  $X_t$  tende a oscilar em torno da média  $t\epsilon\mu$  e a variância tende a aumentar ao longo da série temporal. Caracterizando  $X_t$  como um processo não estacionário.

Para Morettin (2008), diversas séries financeiras apresentam a característica estatística de não estacionariedade, onde suas médias e ou variâncias variam ao longo do tempo. Quando, a média é não estacionária, o autor sugere que a parcela média variável seja modelada por polinômios temporais, por modelos auto-regressivos integrados e de médias móveis (ARIMA). E quando a variância for não estacionária, e variar ao longo do tempo, é necessário estimar modelos para a variância ao longo da série. Quando a série apresenta uma função de autocorrelação com decaimento muito lento, podemos inferir que a série não seja estacionária, indicando forte correlação serial.

**Gráfico 21: FAC de um Processo Não Estacionário**



De acordo com Francq e Zakoian (2012), muitas séries apresentam tendências determinísticas, que acabam por tornar a hipótese de estacionariedade pouco provável. Morettin (2008) sugere um exemplo para ilustrar o fenômeno. O autor considera:

$$X_t = \beta_0 + \beta_1 t + \epsilon_t \quad \epsilon_t \sim \text{RB}(0, \delta^2)$$

Tomando o primeiro momento, temos:  $E(X_t) = \mu_t = \beta_0 + \beta_1 t$ , onde  $E(X_t)$  varia em termos de  $\beta_1$  ao longo do tempo. Sendo a primeira diferença:

$$(X_t - X_{t-1}) = \beta_1 + \epsilon_t - \epsilon_{t-1} \quad \text{ARMA}(1,1)$$

O modelo que apresenta tendência determinística é não estacionário e não invertível, pois a raiz de  $\phi(B) = 0$  é igual a  $\theta = \phi = 1$ . (ou seja, dentro do círculo unitário, impossibilitando a o calculo dos momentos estatísticos, e a variância explode (Bueno, 2011). Para Francq Zakoian (2010), esse tipo de tendência pode ser retirada se a série for diferenciada  $n$  vezes. Onde:

- i) A diferença de primeira ordem é:  $\Delta X_t = X_t - X_{t-1}$
- ii) A diferença de ordem  $d$  é:  $\Delta^d X_t = \Delta(\Delta^{d-1} X_t)$ , onde  $\Delta^0 X_t = X_t$

### 3.6.1 ARIMA (P, D, Q)

**Definição:** Sendo  $d$  um integrador positivo, o processo  $X_t$  é considerado um ARIMA ( $p, d, q$ ), se  $\Delta^k X_t$  for não estacionário de segunda ordem, para  $k = 0, \dots, d-1$ , e se  $\Delta^d X_t$  for um processo ARMA ( $p, q$ ) estacionário. Consideramos:

$$X_t = \beta_0 + \beta_1 t + \epsilon_t, \text{ onde } \epsilon_t \sim \text{ARMA}(1,1)$$

$$\phi(B)\epsilon_t = \theta(B)a_t, \quad \text{onde} \quad a_t \sim RB(0, \delta^2)$$

Para um processo  $X_t \sim \text{ARIMA}(p, d, q)$ , temos:

$$\phi(B)\Delta^d X_t = \theta_0 + \theta(B)a_t$$

Para Francq e Zakoian (2010), um caso comum de processo ARIMA é o processo ARIMA (0,1, 1). Sendo chamado de passeio aleatório, onde:

$$X_t = a_t + a_{t-1} + a_{t-2} + \dots + a_1 + X_{t-1}, \quad t \geq 1. \quad a_t \sim RB(0, \delta^2)$$

### 3.6.2 Teste de Raiz Unitária: Dickey-Fuller

Existem diferenças importantes entre séries estacionarias e séries não estacionárias, onde choques geram efeitos distintos sobre a média de longo prazo. Em séries temporais estacionárias os efeitos dos choques se dissipam ao longo do tempo, e a previsão de longo prazo da série convergirá para a média incondicional, ou seja, apresenta reversão à média. Além de possuir variância finita independente do período, e a correlação tende a zero ao longo do aumento dos lags temporais. Já para séries não estacionárias não há reversão a media de



longo prazo, a variância é infinita e o correlograma tende a decair muito lentamente. Observar o correlograma é uma técnica inicialmente indicada para ser utilizada, mas é limitada para resultados mais confiáveis, necessitando realizar testes estatísticos para a verificação da não estacionariedade.

Dickey e Fuller (1979) desenvolveram um teste capaz de detectar a presença da raízes unitárias para séries ARMA (p,q) com ordens desconhecidas, onde o teste ficou conhecido como Augmented Dickey-Fuller (ADF). O procedimento testa a hipótese nula de raiz unitária da série temporal através de uma estatística t-student, onde se assume por hipótese que a dinâmica da série apresenta a estrutura de um processo ARMA (p,q).

$$H_0: \phi = 1 \quad H_1: \phi \neq 1$$

$$t = \frac{\phi - 1}{s(\phi)}$$

Onde  $s(\phi)$  é o desvio padrão de  $\phi$ .

É necessário determinar a ordem p do modelo para realizar o teste de maneira adequada. Caso se escolha uma ordem p pequena acaba por gerar viés na estatística do teste, devido à correlação serial dos erros. Se o valor p escolhido for muito grande, o teste perde eficiência. Uma forma usual de se determinar o p adequado ( $p_{\max}$ ) foi proposta por Schwert (1989), cujo autor sugeriu a seguinte fórmula:

$$p_{\max} = \left\lceil 12 \times \left( \frac{T}{100} \right)^{\frac{1}{4}} \right\rceil$$

### ***3.7 Estimação: Método de Máxima Verossimilhança***

Sendo  $X_t$  um processo ARMA (p, q), temos que:

$$X_t = \sum_{j=1}^p \phi_j X_{t-j} + \epsilon_t - \sum_{j=1}^q \theta_j \epsilon_{t-j}, \mu = 0$$

Se assumirmos por hipótese que  $X_t$  segue distribuição gaussiana, podemos afirmar que a função densidade conjunta de  $X_1, X_2, \dots, X_t$  é:

$$f(X_1, X_2, \dots, X_t) = (2\pi)^{-t/2} (\sigma_t)^{-t} \exp \left\{ - \sum_{t=1}^t \frac{X_t^2}{\sigma_t^2} \right\}$$

$$\log f(X_1, X_2, \dots, X_t) = \ell$$

Os parâmetros são definidos maximizando o logaritmo da função densidade  $\ell$ . Considerando  $\sigma_t$  constante, maximizar  $\ell$  significa ter que minimizar a soma condicional dos quadrados  $\left\{ \sum_{t=1}^t \frac{X_t^2}{\sigma_t^2} \right\}$ . Morettin (2008) afirma que os estimadores de Máxima Verossimilhança dos parâmetros  $\phi_j$  são semelhantes aos estimadores de Mínimos Quadrados.

Outros métodos também podem ser utilizados, o Método de Momentos, o Generalized Method of Moments (GMM) e o de Mínimos Quadrados em dois estágios (2SLS).

## 3.8 Análise dos Resíduos

### 3.8.1 Assimetria e Curtose

O coeficiente de Assimetria é a medida da assimetria da série em torno da média. Para a população da série, temos:

$$A(X) = E \left( \frac{(X - \mu)^3}{\sigma^3} \right)$$

Sendo os  $t$  momentos amostrais definidos da seguinte forma  $m_t = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T (X_t - \bar{X})^t$ . Podemos definir um estimador para o coeficiente em termos amostrais como:

$$\hat{A}(X) = \frac{m_3}{m_2^2} = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \left( \frac{X_t - \bar{X}}{\hat{\sigma}} \right)^3$$

Onde  $\hat{\sigma}$  é o estimador não viesado da variância  $\hat{\sigma}^2 = \frac{1}{T-1} \sum_{t=1}^T (X_t - \bar{X})^2$ . Para uma distribuição gaussiana, o coeficiente de assimetria é nulo. Se assumir um valor positivo, a função densidade é assimétrica para a direita, e se for negativo será assimétrica a esquerda.

Francq e Zakoian (2010) afirmam que uma maneira fácil de mensurar o tamanho das caldas da distribuição é utilizando o coeficiente de curtose  $K(X)$ . O Coeficiente de Curtose mede o achatamento das caldas da curva da função densidade. A medida de curtose populacional é definida para um modelo centralizado, como a razão entre o quarto momento e o segundo momento ao quadrado. Podendo ser escrito como:

$$K(X) = E \left( \frac{(X - \mu)^4}{\sigma^4} \right)$$

E o estimador amostral:

$$\hat{K}(X) = \frac{m_4}{m_2^2} = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \left( \frac{X_t - \bar{X}}{\hat{\sigma}} \right)^4$$

Se  $X_t$  é gaussiano, em amostras grandes definimos que:  $\hat{A}(X) \sim N \left( 0, \frac{6}{T} \right)$ ,  $\hat{K}(X) \sim N \left( 3, \frac{24}{T} \right)$ .

### 3.8.2 *Teste de Normalidade*

Para Morettin (2008), para uma série ser considerada gaussiana, o processo pode ser descrito como um processo linear ARMA (p, q). Uma característica de séries com distribuição normal é que todos os momentos ímpares e maiores do que dois são iguais a zero. O Coeficiente de Assimetria  $A(X)$  de uma normal deve ser nulo, para isso deve-se testar a hipótese nula  $H_0: A(X) = 0$ , testar se a estatística  $\hat{A}(X) \sqrt{\frac{N}{6}}$  tem distribuição  $N(0,1)$ . E a medida de Curtose  $K(X)$  de uma normal deve ser igual a 3. Deve-se testar a hipótese nula  $H_0: K(X) = 3$ , testar se a estatística  $(\hat{K}(X) - 3) \sqrt{\frac{N}{24}}$  tem distribuição  $N(0,1)$ .

De acordo com Morettin (2008), um teste muito usado é o teste da estatística JB, do Bera e Jarque (1981), que utiliza as duas estatísticas dos testes acima. Considera-se a estatística abaixo:

$$JB = \left( \frac{N}{6} \right) \hat{A}^2(X) + (\hat{K}(X) - 3)^2 \sqrt{\frac{N}{24}}$$

Deve-se testar a hipótese  $H_0$ : JB tem distribuição qui quadrado  $\chi^2$  com dois graus de liberdade. Se o teste não for rejeitado, podemos inferir que a série  $X_t$  apresenta distribuição normal.

De acordo com Degiannakis e Xekalaki (2010), séries que apresentam correlação serial geralmente têm o teste de normalidade da estatística JB rejeitado. Para os autores, desde 1960 e 1970, a literatura em séries temporais vem modelando as distribuições dos retornos como séries leptocúrticas (apresentando excesso de curtose), as chamadas fattails. (Ver Clark, 1973; Mandelbrot (1963). Embora esses modelos capturassem os efeitos das caldas mais pesadas, eles ainda não consideravam a existência de dependência temporal não linear, o que costuma existir em séries com volatilidade em agrupamento (clustering). Degiannakis e Xekalaki (2010) ilustra esse problema, onde os autores citam que mesmo utilizando ajustamentos por modelos auto-regressivos para retirar a dependência linear da série de retornos, ao realizar o teste da estatística BDS (Ver Brock et. al., 1987, 1991, 1996) sobre a hipótese de nula de que os resíduos são i.i.d., a hipótese costumava ser rejeitada, pois a estatística BDS é capaz de captar dependência de ordens superiores.

### **3.8.3 *Teste de Linearidade***

Para Xiao e Aydemir (2011), existem dois grandes motivos para testar a linearidade de séries temporais, primeiramente, pois o teste poderá indicar quando será preferível utilizar parâmetros não lineares e melhorar a capacidade de previsão do modelo. Além da eficiência, a dinâmica de um sistema não linear difere muito para um linear, dificultando a estimação razoável dos parâmetros. Contudo, Tong (1990) sugere que análises gráficas sejam realizadas antes de se realizarem os testes estatísticos.

Teste de McLeod e Li (1983) para verificar se a série é linear. Considerando um processo  $X_t$  com distribuição normal e estacionária. Deve-se testar a estatística abaixo, para verificar a linearidade:

$$\rho_{x^2}(j) = [\rho_x(j)]^2, \forall j.$$

$$H_0: X_t \text{ é linear}$$

Sendo  $\hat{\epsilon}_j$  os resíduos de um modelo ARMA ajustado e  $\hat{\rho}_{\epsilon^2}(k)$  a auto correlação amostral do quadrado dos resíduos, definida como:

$$\hat{\rho}_{e^2}(k) = \frac{\sum_{j=1}^{N-k} (\hat{e}_j^2 - \sigma^2) (\hat{e}_{j+k}^2 - \sigma^2)}{(\hat{e}_{j+k}^2 - \sigma^2)^2}$$

Onde,  $\hat{\sigma}^2 = \sum_{j=1}^T \frac{e_j^2}{N}$ .

McLeod e Li (1983) desenvolveram um teste através da estatística abaixo:

$$Q = N(N+2) \sum_{K=1}^m \frac{[\hat{\rho}_{e^2}(k)]^2}{N-k}$$

Onde Q possui distribuição assintótica q-quadrado. Testa-se a hipótese H0 de que o modelo é linear, não rejeitando a hipótese, caso a estatística Q calculada seja superior ao limite determinado. De acordo com Morettin (2008), o teste é semelhante ao teste Ljung-Box sobre o quadrado dos resíduos do modelo ARMA ajustado, muito utilizado para a detecção de heterocedasticidade condicional.

### 3.8.4 Teste Box-Ljung

Um teste para a correlação dos resíduos foi desenvolvido por Box e Pierce (1970), e modificado por Ljung e Box (1975), apresentando a seguinte forma:

$$Q = n(n+2) \sum_{K=1}^m \frac{\hat{r}_k^2}{n-k} \sim \chi^2(K-p-q)$$

Onde calculamos as auto-correlações dos resíduos  $\hat{r}_k^2 = \frac{\sum_{t=1}^n \hat{e}_t \hat{e}_{t-k}}{\sum_{t=1}^n \hat{e}_t^2}$ , para os k primeiros resíduos estimados.

Testa-se a hipótese nula de que os resíduos são um ruído branco. Se rejeita a hipótese nula, quando a estatística Q calculada for superior ao q crítico determinado a partir dos graus de liberdade. Caso a hipótese nula seja rejeitada, é necessário que se estruture um modelo capaz de reproduzir a dinâmica dos resíduos. Podendo utilizar modelos de heterocedasticidade condicional variáveis.

Outro teste muito utilizado para detectar a auto correlação dos resíduos é o teste desenvolvido por Brock, Dechert, Scheinkman e LeBaron (1996), conhecido como BDS. Esse teste é capaz de detectar uma variedade grande de formas de dependência, seja linear ou não

linear. Existem outros testes também muito utilizados para detecção de auto correlação serial dos resíduos, o teste Breusch-Godfrey e o teste Durbin Watson.

## Capítulo 4.

# Literatura Estatística aplicada a Séries Financeiras

Para Christian Francq e Jean-Michel Zakoian (2010), modelar séries financeiras é muito complicado. Consideram que as dificuldades nesse processo não são derivadas somente devido à grande variedade de séries temporais existente no mercado financeiro, tais como juros, taxas de cambio, preços de ações e outras; ou da frequência que essas séries são computadas ou pelo tamanho das series. A complexidade é fruto principalmente da dificuldade de reproduzir via modelos estocásticos, certas regularidades estatísticas que são características da maioria das series financeiras. Mandelbrot (1963) foi responsável por descrever a maioria dessas características, as quais serão descritas nesse capítulo.

Francq e Zakoian (2010) afirmam que certas regularidades estatísticas das séries financeiras dependam diretamente da frequência com que essas observações são computadas e da natureza característica da série. Os autores consideram que a maioria dessas regularidades pode ser encontrada em séries de preços diários de ações, e como nesse trabalho a análise empírica se dará sobre um índice de preços diários, o IEE da BMF&BOVESPA, espera-se que o índice apresente essas características.

De acordo com Morettin (2008), o risco de uma carteira de ativos geralmente é mensurado a partir da variação dos preços. Consideramos  $P_t$  como o preço do ativo no período  $t$ , e  $P_{t-1}$  o preço do ativo no período  $t-1$ , sendo  $\Delta P_t = P_t - P_{t-1}$  a variação do preço entre os períodos  $t$  e  $t-1$ . O retorno líquido simples (variação relativa) é dado por:

$$R_t = \frac{P_t - P_{t-1}}{P_{t-1}} = \frac{\Delta P_t}{P_{t-1}}$$

Denota-se o logarítmico do preço na base e como:  $p_t = \log P_t$ . Assim definimos o log-retorno como:

$$r_t = \log \frac{P_t}{P_{t-1}} = \log(1 + R_t) = p_t - p_{t-1}$$

Também podemos escrever o retorno simples para preços entre k períodos, como:  $R_t[k] = \frac{P_t}{P_{t-k}} - 1$ . Podendo ser anualizado para padronizar variações para períodos distintos de tempo:  $R_t[k]$  anualizado  $= [\prod_{j=0}^{k-1} (1 + R_{t-j})]^{1/k} - 1$ .

O log-retorno para k períodos pode ser escrito como:

$$r_t[k] = \log \frac{P_t}{P_{t-k}} = \log(1 + R_t[k]) = \sum_{j=0}^{k-1} \log(1 + R_{t-j}) = \sum_{j=0}^{k-1} r_{t-j}$$

Morettin (2008) afirma que utilizar a série de retornos  $r_t$  é interessante empiricamente, pois não apresenta escalas nem medidas, além de permitir que tenham sua volatilidade estimada por modelos de variância heterocedásticas (ARCH, GARCH e outros).

Abaixo segue algumas das principais características estatísticas que a Literatura em séries financeiras vem pontuando a partir de diversos trabalhos empíricos. Para maior detalhamento dessas características, ver Mandelbrot (1963).

**Séries de Preços são não estacionárias:** A trajetória de muitas séries de preços se aproxima de um passeio aleatório sem intercepto. Contudo, essas séries geralmente apresentam trajetórias que estão de acordo com a definição de estacionariedade de segunda ordem (estacionariedade fraca). Para Morettin (2008), é preferível trabalhar com série de retornos, do que com série de preços, pois os retornos apresentam certas características estatísticas: estacionariedade e ergodicidade.

**Retornos são não auto-correlacionados:** As séries de retornos geralmente apresentam pequena auto-correlação, se aproximando de um ruído branco.

**O quadrado dos retornos são auto correlacionados:** o quadrado dos retornos e o módulo dos retornos costumam apresentar forte auto correlação. Embora essa característica

não afete a definição de ruído branco, ela nos indica que as propriedades que definem o ruído branco nessas séries são fracas.

**Clustering da Volatilidade ao longo do tempo:** Mandelbrot (1963) e Fama (1965) analisaram que longos movimentos são seguidos por movimentos ainda mais longos na série, enquanto que movimentos menores costumam ser seguidos também por pequenos movimentos. Essas constatações são indícios de que as séries financeiras apresentam persistência do choque ao longo do tempo, pois a volatilidade do choque influencia nas expectativas da volatilidade futura. (Engle, 2003). Correlogramas estatísticas Box Ljung mostram que em séries financeiras existe correlação significativa mesmo em lags longos. (Xiao, 1998).

Engle formaliza a definição da persistência da volatilidade. Primeiramente, considera-se o valor esperado da variância dos retornos  $k$  períodos no futuro como:

$$h_{t+k/t} = E[(r_{t+k} - m_{t+k})^2] \quad h_{t+k/t} = \text{var}(r_{t+k})$$

$$m_{t+k} = E(r_{t+k})$$

Onde  $h_{t+k/t}$  é a variância condicional,  $r_{t+k}$  é o retorno,  $m_{t+k}$  é a média em  $t+k$  período.

A previsão da volatilidade futura irá depender do conjunto de informações e dos retornos em  $t$ . Para o autor, a volatilidade pode ser considerada persistente se o retorno em  $t$  tem um efeito grande na previsão da variância no futuro por muitos períodos. Após tirar muitas derivadas parciais, a persistência futura  $\theta_{t+k/t}$  pode ser definida como:

$$\theta_{t+k/t} = \frac{\partial h_{t+k/t}}{\partial r_t^2}$$

**Séries de Retornos possuem Reversão a Média:** O agrupamento da volatilidade implica na existência de uma tendência na série. Um aumento anormal na volatilidade geralmente tende a uma queda posterior, enquanto que uma queda muito elevada espera-se um retorno à média. Ou seja, existe uma volatilidade média para qual a série tende a retornar. Previsões muito longas tendem a apresentar quase sempre uma convergência para um padrão de volatilidade, independente do período considerado. Engle cita a necessidade de



diferenciação entre o nível normal da volatilidade para a volatilidade constante ao longo de toda série.

Para o autor, pode-se afirmar que a reversão à média determina que a informação em  $t$  não altera a previsão da volatilidade no longo prazo. Formalizando, temos:

$$\lim_{k \rightarrow \infty} \theta_{t+k/t} = 0, \text{ para todo } t$$

Pode ser expresso em função da variância:

$$\lim_{k \rightarrow \infty} h_{t+k/t} = \sigma^2 < \infty, \text{ para todo } t$$

Opções geralmente são series consideradas consistentes com reversão à média, podendo considerar sob poucas hipóteses, que a precificação das opções de maior prazo apresenta volatilidade implícita menor do que opções de prazos inferiores, pois geralmente estão mais próximas à média de longo prazo da série.

**Distribuição incondicional dos retornos apresenta Fat-tails (caldas longas):** De acordo com Xiao (1998), Francq e Zakoian (2010) e Morettin (2008), a distribuição de séries financeiras apresenta caldas mais pesadas do que se caracteriza em uma distribuição normal. Para Morettin e Xiao, embora as séries de retornos sejam aproximadamente simétricas, elas apresentam excesso de curtose (são séries leptocúrticas). Francq e Zakoian (2010) afirmam que testes de normalidade sobre séries de retornos financeiros costumam serem rejeitadas sob qualquer nível de significância. Ou seja, a curva decresce para zero de maneira mais lenta do que  $\left(\exp \frac{-x^2}{2}\right)$  e converge à zero de maneira mais brusca. O quarto momento normalizado para distribuições Gaussianas apresentam o coeficiente de curtose igual a 3. Engle afirma que retornos geralmente apresentam curtose entre 4 e 50, o que indica uma forte tendência a fattailsem series de retornos. Quanto mais longa for a série de observações, mais os retornos se aproximam de uma distribuição normal (característica assintótica).

**Leverage Effects:** Black (1976) definiu o termo para a série de retornos financeiros, afirmando que valores positivos e negativos dos retornos passados possuem impactos assimétricos sobre a volatilidade do período corrente. (Engle afirma o que se pode denominar o fenômeno também como riskpremiuemeffect). Para Black, retornos negativos (queda nos preços) possuem tendência a gerar efeitos superiores em magnitude sobre a volatilidade, do

que retornos positivos. De acordo com Engle, se os preços das ações caem, o debt-to-equity ratio cai, ou seja, a estrutura de capital fica mais onerosa, acaba aumentando a volatilidade (risco) dos retornos para os investidores. Com a informação de que as volatilidade aumentou, os agentes tendem a não comprar os papéis, devido ao aumento da aversão ao risco. Ver Nelson (1991), Gallant, Rossi e Tauchen (1992, 1993), Campbell e Kyle (1993) e Engle e Ng (1993).

**Sazonalidade:** Para Francq e Zakoian (2010), certas datas já conhecidas pelo mercado afetam a distribuição da série de retornos. No Setor Elétrico, as revisões e reajustes tarifários apresentam datas pré-determinadas, o que potencialmente afetam os retornos dessas concessionárias. Contudo, essas datas se diferenciam para as empresas, logo como iremos tratar da volatilidade de um índice de preços de diferentes empresas, acaba que esse problema é mitigado pela diversidade de ações que o compõe.

## Capítulo 5.

# Modelos de Estimação da Volatilidade

Para Engle (2003) as características da dinâmica das séries temporais que determinam a volatilidade podem ser explicadas de maneira simples, porém apresentam grande dificuldade para mensurar os seus respectivos efeitos. O autor cita que em uma economia com um único ativo (suponha um ativo financeiro) com oferta fixa, se os proprietários desses ativos resolvem vendê-los no mercado, o preço tenderá a cair, e devido ao aumento do risco associado à queda dos preços, haverá um aumento do retorno esperado do ativo, para que ele seja atrativo para o comprador. Ou seja, para que o mercado de ativos esteja em equilíbrio, é necessário que haja um aumento do retorno quando houver aumento no risco (volatilidade).

De acordo com Engle (2003) a variância condicional deve aumentar de maneira linear quando o valor esperado dos retornos também aumenta. Essa relação entre risco e retorno foi desenvolvida por Merton (1980) para modelos em tempo contínuo, e Engle, Lilien e Robins (1987) para modelos discretos.

Engle (2003) afirma que não é lógico assumir que a variância dos retornos seja constante ao longo de toda a série, logo se necessita relaxar a hipótese de homocedasticidade dos erros e tentar estimar a dinâmica que a variância apresenta, a fim de reproduzir de maneira mais consistente os seus efeitos, e permitir prever a volatilidade e o risco futuro. O objetivo principal dos modelos de volatilidade é tentar estimar a dinâmica da variância condicional, a qual tende a aumentar durante os períodos de maior turbulência dos mercados, marcados por maior risco e incerteza.

Nesse capítulo serão apresentados os principais modelos estatísticos na estimação da variância condicional, sob a hipótese de heterocedasticidade. Existem diferentes métodos para estimar essa variância, nesse trabalho serão descritos modelos determinísticos e estocásticos. O primeiro grupo de modelos assume que a variância dos preços dos ativos depende de informações conhecidas pelos agentes do mercado. Nesse grupo encontram-se os modelos da família ARCH e GARCH. No segundo grupo, o de modelos estocásticos, assume-se como hipótese as informações remissivas conhecidas pelo mercado não são suficientes para estimar a volatilidade futura, pois se considera que a variância passada não seja uma variável observável.

## ***5.1 Modelos Heterocedásticos: ARCH e GARCH***

Engle (2003), afirma que o modelo ARCH, de sua autoria, fora criado durante uma pesquisa em 1979 sobre a validade de conjuntura macroeconômica do Milton Friedman, na qual afirmava que a inflação era a principal causa de ciclos econômicos (1977). Para Friedman, a incerteza a respeito da variação preços futuros era o que limitava a capacidade de investimentos dos empresários (o autor desconsiderava a importância do nível de inflação), e o que potencialmente levaria a ciclos de recessão. Engle percebeu que esse modelo apenas faria sentido se a incerteza variasse ao longo do tempo, ou seja, se a variância fosse heterocedástica.

Engle (2003) cita que Clive Granger foi o responsável pelo desenvolvimento de uma nova técnica de inferência estatística na qual testava a bilinearidade de processos temporais, na qual deu indícios para Engle de que esse teste fosse capaz de detectar outras estatísticas as séries. Granger utiliza uma estatística a partir da dependência temporal do quadrado dos

resíduos. Mesmo que os resíduos não apresentem auto correlação serial, o quadrado dos resíduos costuma ser correlacionados.

O método encontrado por Engle para expressar o fenômeno descrito por Milton Friedman foi o modelo auto regressivocondicionalheteroskedasticity, o ARCH, sendo utilizada por Engle (1982), na modelagem a relação da inflação e dos ciclos econômicos no Reino Unido.

O modelo ARCH utiliza as observações do período corrente para prever a variância futura. De acordo com Engle, um modelo ARCH pondera a média dos erros futuros, invés de utilizar os desvios padrões passados. Ao ponderar, o modelo confere mais peso às informações de períodos mais próximos, e menos peso para as informações em períodos mais distantes, podendo assim prever a variância com mais precisão para o período seguinte. Assim, a variância pode ser estimada diretamente a partir das observações passadas, sem necessitar conhecer a verdadeira variância em períodos anteriores. O modelo é baseado em métodos de Máxima Verossimilhança na estimação dos parâmetros, no objetivo de otimizar os pesos das informações, a fim de gerar modelos mais precisos. Quando os pesos das informações são alocados, o modelo permite realizar previsões para períodos futuros e/ou análise da volatilidade em períodos regressos.

Engle (2003) cita que os modelos ARCH apresentam maior capacidade de adequação em séries financeiras diárias e intra-diárias, apresentando forte poder de previsão, sendo muito útil na análise da relação risco/retorno de carteira de ativos financeiros.

Para Bollerslev (1986), enquanto que muitos modelos em séries temporais assumem a hipótese de que a variância é constante, Engle (1982) permite que a variância altere ao longo da série como função dos resíduos passados, considerando que a variância incondicional é constante ao longo do tempo.

Bollerslev (1986):

*“This type of model behavior has already proven useful in modeling several different economic phenomena. In Engle (1982), Engle (1983) and Engle and Kraft (1983), models for the inflation rate are constructed recognizing that the uncertainty of inflation tends to change over time. In Coulson and Robins (1985) the estimated inflation volatility is related to some key macroeconomic variables. Models for the term structure using an estimate of the conditional variance as a proxy for the risk premium are given in Engle, Lilien and Robins (1985). The same idea is applied to the foreign exchange market in Domowitz*

*and Hakkio (1985). In Weiss (1984) ARMA models with ARCH errors are found to be successful in modelling thirteen different U.S. macroeconomic time series. Common to most of the above applications however, is the introduction of a rather arbitrary linear declining lag structure in the conditional variance equation to take account of the long memory typically found in empirical work, since estimating a totally free lag distribution often will lead to violation of the non-negativity constraints."*

De acordo com Bollersvlev (1986), o modelo ARCH proposto por Engle (1982) diferencia explicitamente a variância condicional e a incondicional, na qual a primeira é constante ao longo do tempo, enquanto a segunda pode variar. Ver Weiss (1982) e Milhov (1984). O autor cita que os modelos ARCH costumam utilizar lags muito longos para modelar a variância condicional, e estruturas de lag rígidas com o objetivo de evitar parâmetros de variância negativa. Ver Engle (1982), Engle (1983) e Engle e Kraft (1983). Bollersvlev indica a necessidade de estender para os modelos ARCH, a possibilidade de permitir séries com características de memória longa, ter estrutura de lag mais flexível.

De acordo com Engle (2003), os modelos ARCH apresentam grande prestígio nas finanças devido a sua variabilidade de aplicações. O autor cita que para as séries financeiras, o modelo é muito útil devido a algumas características dos preços e retornos dos ativos. Primeiramente por conseguir modelar a relação entre risco e retorno, levando em consideração a incapacidade de previsão exata dos retornos, a existência de *fattails* e o agrupamento da volatilidade. O modelo ARCH é capaz de reproduzir a dinâmica da reversão a média da série financeira, além de conseguir prever um número melhor de valores extremos, do que em modelos de variância homocedástica.

Engle (2003) afirma que muitas variações do modelo ARCH já foram desenvolvidas ao longo da literatura. O autor cita o modelo criado por um dos seus alunos, o modelo Generalized Auto regressiveConditionalHeteroskedasticity (GARCH). O responsável pelo modelo foi o autor Tim Bollersvlev (1986), cujo modelo criado alterava o processo auto-regressivo ARCH, para um auto-repressivo de média móvel. De acordo com Engle (2003), o modelo GARCH (1,1) é uma média ponderada de três variâncias estimadas: a primeira constante, refletindo a média de longo prazo; a segunda é a previsão realizada em um instante anterior; e a terceira deriva da informação recente, considerando o quadrado dos retornos do período anterior, a qual não foi utilizada na previsão da variância no instante  $t-1$ . O modelo

mensura a velocidade de retorno da variância para a média de longo prazo a partir das informações recentes.

Para Engle (2003), o modelo GARCH é capaz de reproduzir a dinâmica da volatilidade da maioria das séries financeiras, como taxa de cambio, retornos de títulos públicos, retornos de commodities, e outros. De acordo com Nelson (1991), o modelo GARCH ao ponderar o quadrado dos resíduos passados, o modelo consegue capturar uma das principais características presentes em séries financeiras, o clustering da volatilidade, processo primeiramente descrito por Mandelbrot (1963).

Engle (2003) cita um segundo modelo generalizado ARCH, que foi desenvolvido por Dan Nelson (1992), o Exponential GARCH (EGARCH). Nelson (1992) descreveu que a volatilidade podia apresentar assimetria em relação aos erros previstos passados. Em séries financeiras a literatura reconhece a existência de LeverageEffects, ou seja, variações negativas nos retornos possuem efeitos mais fortes sobre a volatilidade do que variações positivas. O modelo TGARCH consegue mensurar de forma determinística a assimetria dos retornos sobre a volatilidade, utilizando dummies para os retornos com sinais negativos.

Muitas outras variações dos modelos ARCH generalizados foram criados, como: AARCH, APARCH, TARCH, SWARCH, STARCH e outros. De acordo com Engle (2003), esses modelos conseguiram descrever a dinâmica da volatilidade, tal como a não linearidade, assimetria, memória longa, distribuições não gaussianas paramétricas e não paramétricas e etc. Contudo, o modelo GARCH (1,1) consegue reproduzir a dinâmica da maioria das séries financeiras.

### ***5.1.1 ARCH (q) - Auto Regressive Conditional Heteroskedasticity***

De acordo com Enders, o modelo ARCH se diferencia dos modelos ARMA, por considerar que a variância condicional possa não ser homocedástica. O autor cita que muitas séries apresentam volatilidade muito elevada em determinados períodos, enquanto que em outros a variância é relativamente baixa. Para um investidor que deseja ganhar dinheiro através de operações de arbitragem em  $t$  períodos, é importante conhecer a previsão do retorno e a variância dos ativos em sua carteira. Nesse sentido, a variância condicional ganha

peso importante, diferentemente da variância de longo prazo (incondicional, para qual a série converge).

Engle (1982) afirma que é possível modelar a média e a variância de uma série de maneira simultânea. O autor afirma que a metodologia para prever a variância condicional é muito superior àquela adotada para a variância incondicional, a qual determina a média de longo prazo da volatilidade. (Enders).

**Definição:** Um modelo onde a variância condicional seja função do quadrado dos resíduos em períodos passados, conhecido como processo ARCH (P, Q). Denotamos como:

$$E(\epsilon_t)^2 = h_t^2 = \omega + \sum_{i=1}^q \alpha_i \epsilon_{t-i}^2$$

Utilizando o operador de defasagem  $\alpha(B)$ , temos:

$$h_t^2 = \omega + \alpha(B)\epsilon_t^2$$

A esperança e a variância incondicionais do erro podem ser definidas como:

$$E(\epsilon_t) = 0$$

$$Var(\epsilon_t) = E(\epsilon_t)^2 = E(\omega + \sum_{i=1}^q \alpha_i \epsilon_{t-i}^2) = \omega + E\left(\sum_{i=1}^q \alpha_i \epsilon_{t-i}^2\right) = \omega + \left(\sum_{i=1}^q \alpha_i E(\epsilon_{t-i}^2)\right)$$

$$E(\epsilon_t)^2 = E(\epsilon_{t-1})^2 = \sigma^2$$

$$\sigma^2 = \frac{1}{\omega - \sum_{i=1}^q \alpha_i}$$

É importante entender que a variância incondicional de  $\epsilon_t$  não é afetada pelos valores dos resíduos em períodos passados. Pois  $E(\epsilon_t^2) = \omega / (1 - \sum \alpha_i)$ , e  $cov(\epsilon_t / \epsilon_{t-i}) = 0$ . De acordo com Enders, todo o efeito dos resíduos passados é captado através da variância condicional. A condição de estacionariedade para um ARCH (1) é que seja  $0 < \alpha_1 < 1$ .

O Coeficiente de Curtose (X) apresenta valores superiores aos de um processo gaussiano, caracterizando o processo com caldas mais pesadas. Segue abaixo:

$$E(\epsilon_t^2) = \alpha_0(1 - \alpha_1)^{-1}$$

$$E(\epsilon_t^4) = 3\alpha_0(1 + \alpha_1)[(1 - \alpha_1)(1 - 3\alpha_1^2)]^{-1}$$

$$K(X) = [E(\epsilon_t^4) - 3E(\epsilon_t^2)^2]E(\epsilon_t^2)^{-2} = 3(1 - \alpha_1^2)(1 - 3\alpha_1^2)^{-1} > 3]$$

### ***5.1.2 ARCH-M - ARCH in Mean***

Degiannakis e Xekalaki (2010) afirmam que a teoria em finanças considera que ativos com risco esperado elevado deveriam pagar retornos mais elevados que a média. Sendo  $X_t$  o retorno do ativo no período seguinte, e  $rf_t$  o retorno do ativo livre de risco. O premio de risco (excesso de retorno) será antecipado pelo investidor no período t-1, sendo representado por  $\mu_t$  e a parcela não antecipada será dada por  $\epsilon_t$ . Onde:

$$X_t - rf_t = \mu_t - \epsilon_t$$

De acordo com Xiao e Aydemir (2011), o trade-off entre risco e retorno pode ser modelado pelo ARCH-in-Mean dos autores Engle, Lilien e Robins (1987). Eles usam o modelo ARCH-M para calcular o premio de risco dos ativos, utilizando dados de taxa de juros, onde a variância condicional funciona como um Proxy para o excesso de retorno. O modelo foi muito utilizado no cálculo da precificação do CAPM (Ver Bollerslev, Engle e Wooldridge (1988)) e no modelo de precificação de ativos do Ross (1976).

O modelo consegue captar através da equação da média condicional dos retornos os efeitos das oscilações da variância condicional. Os modelos lineares de Harvey (1989) e Chou, Engle e Kane (1992) indicam a existência de uma relação variável ao longo do tempo para o parâmetro de interação entre a variância condicional e a média dos retornos, dependendo fortemente do ciclo econômico da série. Para ciclos econômicos de recessão, há uma tendência ao aumento da aversão ao risco, gerando valores altos nos coeficientes, determinando retornos esperados em excesso.

Podemos escrever o modelo ARCH-M do Engle, Lilien e Robins (1987), como:



$$X_t = f(X_{t-1}, h_t^2) + \epsilon_t$$

ARCH-M (1):

$$X_t = \phi_1 X_{t-1} + \lambda h_t^2 + \epsilon_t$$

Onde  $\lambda$  mede a relação entre o risco e retorno.

### ***5.1.4 GARCH (p,q) – Generalized Auto Regressive Conditional Heteroskedasticity***

Uma das limitações dos modelos ARCH é a grande quantidade de parâmetros a serem estimados e ajustados. Bollerslev (1986) desenvolveu um novo modelo, no qual se caracteriza por ser mais parcimonioso, devido à quantidade menor de parâmetros a serem estimados (Bueno, 2011). A previsão da volatilidade do modelo GARCH corresponde à esperança da volatilidade condicional ao conjunto de informação do período anterior, dependendo do quadrado do retorno e volatilidade dos períodos anteriores.

**Definição:** Para Francq e Zakoian (2010) um processo  $\epsilon_t$  é considerado do tipo GARCH (P, Q) se os dois primeiros momentos existem e satisfazem as seguintes condições:

- i)  $E(\epsilon_t / \epsilon_u, u < t) = 0, t \in \mathbb{Z}$
- ii) Existem constantes  $\omega, \alpha_i, i = 1, \dots, q$  e  $\beta_j, j = 1, \dots, p$ , que permite escrever a variância condicional da seguinte forma:

$$h_t^2 = Var(\epsilon_t / \epsilon_u, u < t) = \omega + \sum_{i=1}^q \alpha_i \epsilon_{t-i}^2 + \sum_{j=1}^p \beta_j h_{t-j}^2, t \in \mathbb{Z}.$$

Podendo ser escrito de maneira mais simplificada, como:

$$h_t^2 = \omega + \alpha(B) \epsilon_t^2 + \beta(B) h_t^2, t \in \mathbb{Z}.$$

Sendo B, o operador de defasagem, e  $\alpha$  e  $\beta$  os polinômios dos lags p e q do processo. Sendo:  $\alpha(B) = \sum_{i=1}^q \alpha_i B^{-i}$  e  $\beta(B) = \sum_{j=1}^p \beta_j B^{-j}$ . Se  $\beta(B) = 0$ , a variância condicional pode ser escrita como um processo ARCH (Q):

$$h_t^2 = \omega + \alpha(B)\epsilon_t^2$$

Considerando  $v_t = \epsilon_t^2 - \sigma_t^2$ , e fazendo algumas substituições, podemos escrever:

$$\epsilon_t^2 = \omega + \sum_{i=1}^r (\alpha_i + \beta_i) \epsilon_{t-i}^2 + v_t \sum_{j=1}^r \beta_j v_{t-j}, t \in \mathbb{Z}$$

Onde  $r = \text{Max}(p, q)$ , quando  $i > q$  e  $j > p$ , sendo  $\alpha_i = \beta_i = 0$ . Francq e Zakoian (2010) afirmam que a equação acima possui a estrutura de um processo ARMA (r, p). Assim, podemos considerar que se  $\epsilon_t$  se caracteriza como GARCH (P, Q), temos que  $\epsilon_t^2$  é um processo ARMA (r, p), o que facilita na identificação do processo GARCH, embora não seja suficiente para verificar se as soluções são estacionárias, visto que  $v_t$  não é iid.

Um processo  $\epsilon_t$  é considerado um GARCH (p, q) forte se ao considerarmos que  $\eta_t$  segue uma distribuição iid, temos:

- i)  $\epsilon_t = h_t \eta_t$
- ii)  $h_t^2 = \omega + \sum_{i=1}^q \alpha_i \epsilon_{t-i}^2 + \sum_{j=1}^p \beta_j h_{t-j}^2$

De acordo com Bollersvlev (1986), uma série  $\epsilon_t$  com distribuição GARCH (P, Q) é considerada estacionária se  $E(\epsilon_t) = 0$ ,  $\text{Var}(\epsilon_t) = \omega(1 - \alpha(1) - \beta(1))^{-1}$  e a  $\text{cov}(\epsilon_t, \epsilon_{t+h}) = 0$ , para  $h \neq 0$ , se somente se  $\alpha(B) + \beta(B) < 1$ , ou seja, as raízes do polinômio deve estar fora do círculo unitário, e ser diferente de 1, para que possa existir.

$$h_t^2 = \omega + \sum_{i=1}^q \alpha_i \epsilon_{t-i}^2 + \sum_{j=1}^p \beta_j h_{t-j}^2$$

### **GARCH (1,1)**

$$\epsilon_t \sim N(0, h_t)$$

$$h_t^2 = \omega + \alpha_1 \epsilon_{t-1}^2 + \beta_1 h_{t-1}^2, \quad t \in \mathbb{Z}$$

Sendo a condição de estacionaridade  $\alpha_1 + \beta_1 < 1$ . De acordo com Bollersvlev (1986), um processo GARCH (1,1) para existir um momento de segunda ordem necessita que:

$$\mu(\alpha_1, \beta_1, r) = \sum_{j=0}^r \binom{r}{j} \alpha_1^j \beta_1^{r-j} < 1$$

Onde,  $a_j = 1, a_j = \prod_{i=1}^j (2j - 1), j = 1, 2 \dots$

Se  $3\alpha_1^2 + 2\alpha_1\beta_1 + \beta_1^2 < 1$ , o segundo momento é:

$$E(\epsilon_t^2) = \alpha_0(1 - \alpha_1 - \beta_1)^{-1}$$

E o quarto momento:

$$E(\epsilon_t^4) = 3\alpha_0(1 + \alpha_1 + \beta_1)[(1 - \alpha_1 - \beta_1)(1 - \beta_1^2 - 2\alpha_1\beta_1 - 3\alpha_1^2)]^{-1}$$

De acordo com Bollerslev, um processo GARCH (1,1) é considerado leptocúrtico (possui fattails), tal como um processo ARCH(Q). (Ver Milhoj (1984)). Podemos então definir o coeficiente de Curtose  $K(X)$ , como:

$$K(X) = [E(\epsilon_t^4) - 3E(\epsilon_t^2)^2]E(\epsilon_t^2)^{-2} = 6\alpha_1(1 - \beta_1^2 - 2\alpha_1\beta_1 - 3\alpha_1^2)^{-1}$$

Bollerslev (1986) afirma que para a identificação e análise da variância condicional é interessante que sejam estimadas as funções de auto correlação e auto correlação parcial do quadrado dos resíduos, tal como é feito para os modelos ARMA (P, Q). Podemos escrever a função de covariância de um processo GARCH (p, q)  $\epsilon_t$  como:

$$\gamma_x(h) = \gamma_x(-h) = cov(\epsilon_t^2, \epsilon_{t-h}^2)$$

$$\gamma_x(h) = \sum_{i=1}^q \alpha_i \gamma_{t-i}^2 + \sum_{j=1}^p \beta_j \gamma_{t-j}^2$$

$$\gamma_x(h) = \sum_{i=1}^r \varphi_i \gamma_{n-i}, n \geq p + 1$$

$R = \max(p, q)$ ,  $\varphi_i = \alpha_i + \beta_i, i = 1, \dots, q$ . A partir das equações de Yule-Walker, temos:

$$\rho_n = \gamma_n \gamma_0^{-1} = \sum_{i=1}^r \varphi_i \rho_{n-i}, n \geq p + 1$$

Onde  $\rho_n$  é função dos parâmetros  $\alpha$  e  $\beta$  através do parâmetro  $\varphi$ . A função de auto correlação de um GARCH (p,q) funciona como um processo ARMA (m, p). Denotando  $\phi_{kk}$  como o ultimo parâmetro de correlação parcial do resíduo ao quadrado, temos:

$$\rho_n = \sum_{i=1}^k \phi_{ki} \rho_{n-i}, \quad n = 1, \dots, k.$$

Onde:  $\begin{cases} \phi_{kk} \neq 0, & k \leq q \\ \phi_{kk} = 0, & k > q \end{cases}$

Onde a facp apresenta um comportamento semelhante a um processo AR(q). De acordo com Bollerslev a função de correlação parcial de um processo GARCH (p,q) geralmente é não nulo porém converge pra zero.

De acordo com Andre Barbosa, ao longo do tempo, a volatilidade apresenta alterações da dinâmica do seu comportamento, visto que há períodos nos quais a série apresenta volatilidade muito discrepante da média passada. Alguns estudos empíricos mostram que modelos GARCH apresentam forte efeito de persistência quando existem quebras estruturais na variância condicional, como Hwang e Valls Pereira (2006) e Hwang e Valls Pereira (2008). E outros estudos apontam esse fenômeno quando na existência de quebra estrutural na variância incondicional, em estudos como os de Lamoreaux e Lastrapes (1990); Laurini e Portugal (2003). Para Andre Barbosa, se for adicionada uma variável dummy no modelo GARCH, é possível controlar o viés de persistência, e criar mecanismos de previsão mais eficientes.

Para Andre Barbosa, pelo fato da volatilidade de séries financeiras se alterar ao longo do tempo, é necessário modificar o modelo para que os parâmetros não fiquem viesados, pois esses passam a utilizar a informação da volatilidade em períodos com características que diferem do período corrente e futuro. A variância incondicional é a variável mais afetada por quebras estruturais, e que passa a apresentar maiores níveis de persistência. Assim, o autor indica que dummies para os períodos de maior volatilidade devem ser adicionadas ao modelo GARCH, onde:

$$h_t^2 = \alpha_0 + \sum_{i=1}^q \alpha_i \epsilon_{t-i}^2 + \alpha_{0,i} * d_{t-1} + \sum_{j=1}^p \beta_j h_{t-j}^2, \quad t \in \mathbb{Z}$$

Onde d representa a variável dummy para o período de maior volatilidade.

Permitindo captar a mudança de patamar da volatilidade correspondendo à quebra estrutural na variância incondicional, que apresenta um processo com duas variâncias incondicionais:

$$\text{Var}(\epsilon_t) = E(\epsilon_t^2) = \begin{cases} \frac{\alpha_0}{(1 - \sum_{i=1}^q \alpha_i - \sum_{j=1}^p \beta_j)}, & \text{para o período de baixa volatilidade} \\ \frac{\alpha_0 + \alpha_{0,i}}{(1 - \sum_{i=1}^q \alpha_i - \sum_{j=1}^p \beta_j)}, & \text{para o período de alta volatilidade} \end{cases}$$

Andre Barbosa afirma que essa técnica aplicada ao GARCH é uma solução ad-hoc para um modelo determinístico. Onde, ao utilizar as dummies o processo passa a refletir a alteração da variância incondicional durante os períodos de maior volatilidade. De acordo com Hamilton e Susmel (1994), os modelos do tipo ARCH-GARCH costumam apresentar parâmetros viesados devido à equação não conseguir diferenciar períodos de alteração na volatilidade, cujos choques apresentam efeitos diversos no processo a ser estimado.

### **5.1.5 EGARCH (p,q, r) – Exponential GARCH**

Nelson (1991) afirma que depois da crise de outubro de 1987 a literatura em séries financeiras não mais questionou a hipótese de que a variância condicional se altera de maneira estocástica ao longo do tempo. Para o autor, o conhecimento dessa dinâmica é importante para diferentes abordagens em economia e finanças, onde exemplos como Barsky (1989) e ABEL (1988) na estruturação da taxa de juros, e Merton (1973) e Ross (1985) em modelos de precificação de ativos.

Nelson (1991) afirma que os primeiros modelos de variância condicional heterocedástica, ARCH e GARCH, apresentavam certas limitações na reprodução da dinâmica dos retornos, principalmente quanto a mensurar os efeitos da assimetria dos retornos sobre a volatilidade. Os modelos GARCH não levam em consideração o sinal dos retornos, considerando somente o efeito da magnitude sobre a variância. A segunda crítica do autor sobre os modelos GARCH é sobre a necessidade de impor estruturas rígidas ao modelo, onde os parâmetros  $\omega, \alpha_1, \beta_1$  devem ser positivos, para garantir que a variância condicional fique positiva para todo t. Indicando que para todo aumento nos retornos, haverá um aumento na

volatilidade. E a terceira crítica é a respeito da capacidade do modelo GARCH em identificar o tempo de efeito da persistência de choques, visto que a literatura já diferencia choques efêmeros para choques que alteram a média de longo prazo da variância.

O modelo adotado por Nelson (1991) utiliza de outra estrutura para garantir que a variância condicional seja sempre não negativa, usando  $\ln(h_t)$  em função do tempo e dos erros defasados, podendo relaxar a restrição de não negatividade dos parâmetros.

$$\ln(h_t) = \alpha_t + \sum_{k=1}^{\infty} \beta_k g(\eta_{t-k}), \quad \beta_1 = 1$$

Onde  $\alpha_t$  e  $\beta_k$  são seqüências escalares reais e não estocásticas. O autor para capturar tanto o efeito da dimensão e do sinal do resíduo  $\eta_t$ , o modelo utiliza uma combinação linear do  $\eta_t$  e do  $|\eta_t|$ .

$$g(\eta_t) = \theta\eta_t + \gamma\{|\eta_t| - E(|\eta_t|)\}$$

$E[g(\eta_t)]$ ,  $\{|\eta_t| - E(|\eta_t|)\}$  e  $\theta\eta_t$  são iid com média zero.

Se assumirmos por hipótese que  $\eta_t$  é simétrico, os componentes  $\theta\eta_t$  e  $\gamma\{|\eta_t| - E(|\eta_t|)\}$  são independentes. Mas o objetivo do modelo é exatamente o oposto, no qual se busca capturar os efeitos assimétricos dos resíduos. O parâmetro  $\theta$  captura o efeito sinal, enquanto que  $\gamma$  captura o efeito dimensão.

Para que a série seja estacionária e ergódica é necessário que  $\sum_{k=1}^{\infty} \beta_k < \infty$ . Logo, para garantir a estacionariedade de  $\ln(h_t)$ , deve-se seguir as regras comuns aos modelos lineares. Se por exemplo  $\ln(h_t)$  for um processo AR (1), é necessário que as raízes dos parâmetros do processo estejam fora do círculo unitário.

### ***5.1.6 TGARCH (p,q,r): Threshold GARCH***

A literatura em séries financeiras já aceita a idéia da assimetria dos retornos das ações quanto ao sinal das variações ao longo da série, onde variações negativas geram efeitos de maiores dimensão e maior persistência na volatilidade. Como os modelos GARCH anteriores apresentavam exigências no modelo que limitavam a capacidade de reprodução desses efeitos, devido à necessidade dos parâmetros GARCH serem positivos para que a série seja estacionária. (Bueno, 2011).

Zakoian (1994) desenvolveu o modelo que especificava a variancia condicional como função dos retornos positivos e negativos observados. O modelo *ThresholdGarch*, TGARCH, desenvolvido pelo autor pode ser escrito como::

$$i) \quad \epsilon_t = \sigma_t \eta_t$$

$$ii) \quad h_t^2 = \omega + \alpha_1 \epsilon_{t-1}^2 + \gamma \epsilon_{t-1}^2 d_{t-1} + \beta_1 h_{t-1}^2, \quad t \in \mathbb{Z}$$

$$d_t = \begin{cases} 1, & \text{se } \epsilon_t < 0 \\ 0, & \text{se } \epsilon_t \geq 0 \end{cases} \quad \text{Variável dummy que assume valor 1 quando o retorno é negativo.}$$

### 5.1.7 EWMA – Exponential Weighted Moving Average

O ExponentialWeightedMovingAverage (EWMA) é um modelo de média móvel no qual atribui pesos diferenciados às informações passadas para o cálculo da volatilidade. Ponderam-se as informações alocando pesos maiores para os dados mais recentes, onde os pesos das informações ao longo dos lags da série decaem exponencialmente.

O modelo EWMA é muito utilizado no mercado financeiro, sendo ferramenta de análise de risco para diversos bancos, e inclusive pelo Banco Central do Brasil. Um dos mais conhecidos é o RiskMetrics, desenvolvido pelo JPMorgan em 1995. O modelo estima a volatilidade a partir dos valores das variâncias passadas, alocando maior peso relativo para as variâncias mais recentes. Podendo ser escrito da seguinte maneira:

$$h_t^2 = \lambda h_{t-1}^2 + (1 - \lambda) \epsilon_{t-1}^2$$

$$h_{t-1}^2 = \lambda h_{t-2}^2 + (1 - \lambda) \epsilon_{t-2}^2$$

Reescrevendo as duas primeiras equações:

$$h_t^2 = \lambda [\lambda h_{t-2}^2 + (1 - \lambda) \epsilon_{t-2}^2] + (1 - \lambda) \epsilon_{t-1}^2$$

$$h_t^2 = \lambda^2 h_{t-2}^2 + (1 - \lambda) (\epsilon_{t-1}^2 + \epsilon_{t-2}^2)$$

Repetindo o processo k vezes, temos que o estimador da variância (volatilidade) EWMA apresenta a seguinte estrutura:

$$h_t^2 = (1 - \lambda) \sum_{i=1}^k \lambda^{i-1} \epsilon_{t-i}^2$$

Onde  $\lambda$  (fator de decaimento) varia entre 0 e 1. O banco JPMorgan sugere para as séries diárias um fator de decaimento de 0,94. De acordo com Bueno (2011) e Francq e Zakoian (2010), o EWMA pode ser entendido como modelo do tipo GARCH integrado (IGARCH) sem intercepto, pois os coeficientes apresentam raiz unitária  $\sum_{i=1}^q \alpha_i + \sum_{j=1}^p \beta_j = 1$ .

### **5.1.3 SWARCH: Switching Models ARCH**

Xiao e Aydemir (2011) afirmam que alguns modelos utilizam Cadeias de Markov para identificar mudanças nos parâmetros. Hamilton (1988) propôs o primeiro modelo que capturasse esse efeito via cadeias de Markov, capaz de identificar mudanças nos retornos dos ativos financeiros derivadas principalmente de fatos políticos e econômicos de larga escala. Cai (1994) afirma que modelos de regime-switching permitem que os parâmetros do modelo ARCH derivem diretamente dos regimes, onde a alteração dos regimes aconteceria via cadeia de Markov. A hipótese básica para uma cadeia de Markov discreta é que o status que o parâmetro assume irá se repetir sobre a base de dados disponível. De acordo com Ross (2007), um processo de Markov realiza a transição do modelo estocástico em função somente da informação no período corrente e do período futuro, sendo independente dos regimes de períodos anteriores.

O modelo SWARCH foi desenvolvido por Hamilton e Susmel (1994), onde a mudança no regime fosse capturada por mudanças na escala de um processo ARCH. Os autores conseguiram desenvolver um modelo que conseguia descrever melhor a volatilidade causada na taxa de cambio durante o período da crise de Outubro de 1987. O modelo é capaz de traduzir os efeitos de clustering da volatilidade combinado a processos ARCH, além de conseguir captar mudanças na variância condicional, fruto da alteração dos regimes da Cadeia de Markov.

O modelo de Hamilton e Susmel (1994) pode ser descrito abaixo como:

$$\tilde{\epsilon}_t = \sqrt{g_{s_t}} \epsilon_t$$

$$h_t^2 = \omega + \sum_{i=1}^q (\alpha_i \epsilon_{t-i}^2)$$

Onde  $\epsilon_t$  é um processo ARCH, e  $g_{s_t}$  é a variável que determina o regime  $s$  no período  $t$ . O fator para o primeiro regime é normalizado na unidade,  $g_1 = 1$ , assim para os demais regimes



que exibem maior volatilidade,  $g_{st} \geq 1$ , para  $l=\{1,2,\dots,N\}$ . De acordo com Andre Barbosa, o modelo SWARCH consegue captar a sensibilidade dos ativos financeiros sob a diferença de períodos de estabilidade e instabilidade, sendo dependente de uma cadeia de Markov, que faz a transição dos períodos de estabilidade e instabilidade expressa na volatilidade em função do regime  $g_{st}$ .

De acordo com Degiannakis e Xekalaki (2010) o modelo de switching-regime não pode ser estendido para modelos GARCH, pois a variância condicional do modelo GARCH depende não somente do regime no período corrente, mas também do histórico do processo. Contudo, Gray (1996) desenvolveu um modelo similar ao SWARCH, o GRS (generalized regime Switching), onde o autor permite que a variância condicional dependa de regimes regressivos. Sendo o modelo GRS, a estimação de um processo ARCH, onde a variância dependa de  $q$  regimes e retornos anteriores e correntes. Para  $E(\epsilon_t) = 0$ , e variância incondicional dos erros unitária, então a variância condicional é dada por:

$$E(\epsilon_t^2 | s_t, s_{t-1}, \dots, s_{t-r}; \epsilon_t, \epsilon_{t-1}, \dots, \epsilon_{t-q}) = E(\epsilon_t^2 | F_t)$$

$$E(\epsilon_t^2 | F_t) = E \left[ (\sqrt{g_{st}} * \epsilon_t * \eta_t)^2 | F_t \right]$$

$$E(\epsilon_t^2 | F_t) = g_{st} * E(h_t^2 | F_t)$$

$$E(\epsilon_t^2 | F_t) = g_{st} * E \left( \alpha_0 + \sum_{j=1}^p \alpha_j \left( \frac{\epsilon_{t-j}^2}{g_{st-j}} \right) \right) = \sigma_t^2(s_t, s_{t-1}, \dots, s_{t-q})$$

Sendo  $F_t$ , as informações disponíveis no período  $t$ . O modelo de previsão para um período a frente, pode ser escrito como:

$$E(u_{t+1}^2 | s_t, s_{t-1}, \dots, s_{t-r}; \epsilon_t, \epsilon_{t-1}, \dots, \epsilon_{t-r}) = \sum_{st=1}^N g_{st} * P\{s_{t+1} = s_t\} * E(h_{t+1}^2 | \epsilon_t, \epsilon_{t-1}, \dots, \epsilon_{t-r})$$

Onde  $g_{st}$  representa a alteração do regime no período corrente, e  $P\{s_{t+1} = s_t\}$  representa a probabilidade de manter a volatilidade do período seguinte no mesmo patamar que o período corrente.  $P$  é a matriz de probabilidade que faz a ponte entre as mudanças de regimes na cadeia de Markov, onde  $\sum p_{ij} = 1$ .

$$P = \begin{bmatrix} p_{11} & \cdots & p_{n1} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ p_{1n} & \cdots & p_{nn} \end{bmatrix}$$

### 5.1.8 Testes de Detecção de Heterocedasticidade

Existem diferentes técnicas para identificação da presença de heterocedasticidade na variância condicional. O primeiro deles é através das funções de auto correlação (FAC) e auto correlação parcial (FACP). Bueno (2011) afirma que um modelo GARCH (p,q) é semelhante a um modelo ARMA (max(p,q), q), onde a análise da fac e da facp pode ser utilizada como ferramenta de detecção da heterocedasticidade condicional.

Bueno (2011) sugere o seguinte processo:

- i. Obtém-se o quadrado dos resíduos estimados, calculando como se a variância condicional fosse constante.  $h^2_t = \frac{1}{T} \sum \epsilon_t$ , onde T é o número de resíduos.
- ii. Calcula-se a FAC dos resíduos e plota-se o gráfico. Assim, se a auto correlação dos resíduos for estatisticamente diferente de zero, sugere-se a presença de heterocedasticidade da variância condicional. Onde a FAC nos informa a ordem máxima do GARCH, e a FACP informa a ordem p das médias móveis. Se  $p < \max(p,q)$ , as ordens do GARCH serão diretamente conhecidas. Caso contrário, a ordem q deverá ser descoberta via tentativa e erro.

Contudo, a forma mais utilizada na literatura é através do teste do Multiplicador de Lagrange, introduzido inicialmente por Engle (1982) para detecção de modelos ARCH, e posteriormente aplicado a modelos GARCH com Lee (1991).

Bueno (2011) descreve os passos do teste da seguinte forma:

- i.  $H_0: \alpha_1 = \alpha_2 = \dots = \alpha_q = 0 \quad H_1: \alpha_i \neq 0$
- ii.  $\hat{\epsilon}_t^2 = \alpha_0 + \alpha_1 \hat{\epsilon}_{t-1}^2 + \dots + \alpha_q \hat{\epsilon}_{t-q}^2 + \eta_t, \quad \eta_t \sim \text{NID}(0, \sigma_\eta^2)$
- iii.  $TR^2 \xrightarrow{d} \chi_q^2$

Sendo  $R^2$ , o coeficiente de determinação da equação estimada em (ii), caso esse apresente valores estatisticamente elevados, o teste tende a ser rejeitado, e infere-se que haja

presença de heterocedasticidade condicional. Entretanto, o teste não é capaz de especificar o modelo apropriado para a série. Para isso utiliza-se modelos de seleção através de critérios de informação como o Akaike e o Schwarz-Bayesian.

### ***5.1.9 Estimação Modelos GARCH***

Para estimação de modelos GARCH, costuma-se utilizar o método de máxima verossimilhança, onde a construção pressupõe-se inferir uma hipótese sobre a verdadeira distribuição da série. Utiliza-se em geral a distribuição normal, contudo, autores como Hentschel (1995) afirmam que a distribuição t-student seja mais adequada, devido à presença de leptocurtose. Para mais detalhes, ver Bueno (2011). Outra distribuição utilizada para simular a dinâmica dos erros é a Distribuição Generalizada do Erro – GED – a qual possibilita que modelos GARCH consigam refletir os efeitos leptocúrticos dos retornos sobre os erros. Essa distribuição por utilizada primeiramente por Nelson (1991) em aplicação a modelos heterocedásticos em séries de retornos financeiros. Lee, Chen e Rui (2001) afirmam que essa distribuição se aplica muito bem em séries de ativos em mercados emergentes.

Existem outras técnicas muito utilizadas pela literatura, modelos como o de Mínimos Quadrados, GMM e outros que são descritos em Francq e Zakoian (2012).

## ***5.2 Modelos de Volatilidade Estocástica***

### ***5.2.1SV Model***

De acordo com Xiao e Aydemir (2011), modelos de volatilidade estocástica assumem que  $\sigma_t^2$  é uma variável não observável que segue um processo estocástico. Esses modelos são capazes de superar certas limitações encontradas em modelos do tipo GARCH, além de permitir generalizações a respeito dos resultados inferidos pelo modelo Black-Scholes (1973).

Considerando  $\epsilon_t$  como componente estocástico de  $X_t$ , e  $\sigma_t^2$  a variância condicional, temos:

$$\epsilon_t = \sigma_t z_t \quad \sigma_t^2 = \exp(h_t), t = 1, \dots, T.$$

Assumimos que  $h_t$  seja uma variável estocástica não observável em  $t$ , que segue um processo AR (1):

$$h_t = \omega + \beta h_{t-1} + \eta_t, \quad \eta_t \sim \text{NID}(0, \sigma_\eta^2)$$

De acordo com Xiao e Aydemir (2011), o log  $h_t$  também não é observável, porém pode ser estimado a partir de informações de períodos anteriores. Como o modelo adotado para  $\sigma_t^2$  é estruturado como uma função exponencial, assim a variância condicional permanece sempre positiva.

A condição de estacionaridade para  $h_t$  é que  $|\beta| < 1$ . Como  $\epsilon_t$  é função de  $h_t$ , logo também é estacionária. Se  $z_t$  e  $\eta_t$  são independentes, temos que  $\epsilon_t$  é um Ruído Branco. E se assumirmos que  $\eta_t$  segue distribuição Normal,  $h_t$  é um processo AR (1) gaussiano. Os primeiros dois momentos de  $h_t$  são:

$$\mu_h = E(h_t) = \frac{\alpha}{1 - \beta}$$

$$\sigma_h^2 = \text{Var}(h_t) = \frac{\sigma_\eta^2}{1 - \beta^2}$$

Mantendo a hipótese de que  $\eta_t$  segue distribuição normal, e  $c$  uma constante, sob as propriedades de uma log-normal, podemos definir que:

$$E[\exp(ch_t)] = \exp(c\mu_h + c^2\sigma_h^2/2)$$

E se assumir por hipótese que  $z_t$  segue distribuição gaussiana, com variância constante, a variância de  $\epsilon_t$  pode ser definida como:

$$\text{Var}(\epsilon_t) = \sigma_z^2 \exp(a\mu_t + a^2\sigma_h^2/2)$$

O coeficiente de Curtose de  $\epsilon_t$  é dado em função de  $K(\epsilon_t) = K(X)\exp(\sigma_h^2) > 3$ , assim apresentando caldas pesadas. Xiao e Aydemir (2011) comparam o modelo de volatilidade estocástica ao modelo EGARCH, pois ambos apresentam semelhanças quanto à curtose, e conseguem reproduzir a dinâmica leptocúrtica característica de séries financeiras. Xiao e Aydemir (2011) afirmam que algumas variações são comuns nesses modelos, permitindo que  $h_t$  siga um processo do tipo ARMA ou que seja não gaussiano.

Hull e White (1987) relaxaram a hipótese de que  $\epsilon_t$  seja um Ruído Branco, ou seja, que  $\text{cov}(z_t, \eta_t) \neq \text{zero}$ . Assim o modelo SV (Stochastic Volatility) passou a poder captar a assimetria presente nos retornos dos ativos financeiros, podendo reproduzir a dinâmica dos leverage effects. Hull e White (1987), Johnson e Shanno (1987), Scott (1987), Wiggins (1987), Bailey e Stulz (1989) foram os primeiros a introduzirem os modelos de volatilidade estocástica em tempo contínuo, mantendo a hipótese básica de que a volatilidade dos preços dos ativos segue um processo estocástico.

Sendo  $P_t$  o preço do ativo no período  $t$ , e  $\mu$  a média incondicional do retorno do ativo, e  $\epsilon_t$  o componente aleatório do retorno do processo  $X_t$  descrito abaixo:

$$X_t = \log\left(\frac{P_t}{P_{t-1}}\right) = \mu + \epsilon_t$$

$$\epsilon_t = \log\left(\frac{P_t}{P_{t-1}}\right) - \mu$$

Xiao e Aydemir (2011) afirmam que um modelo contínuo mais generalizado dos retornos pode ser construído a partir de um processo dinâmico dos preços dos ativos. A fórmula de precificação de opções de Black e Scholes (BS) (1973) pode ser derivada a partir do processo dinâmico dos preços sob esse modelo, quando a média condicional e a variância condicional são constantes para todo  $t$ . O modelo generalizado é escrito como:

$$dP_t = \mu_t P_t dt + \sigma_t P_t dW_t$$

$W_t$  é um movimento Browniano, (Ver Morettin, 2008). Abaixo, podemos escrever a fórmula de BS a partir do modelo SV, onde calculamos a dinâmica dos retornos dos ativos a partir da taxa livre de risco  $r_t$  e de um processo de movimento browniano geométrico. Podemos escrever como:

$$\mu_t = \mu \text{ e } \sigma_t = \sigma$$

$$d\frac{P_t}{P_{t-1}} = r_t dt + \sigma dW_t$$

Hull e White (1987) indicavam que a hipótese de variância constante no tempo não era boa quanto a reproduzir a realidade da dinâmica dos preços dos ativos. Os autores introduziram no modelo uma variância condicional dependente do tempo, onde  $W_t$  seja um processo de cadeia de Markov. Temos que:

$$dP_t/P_{t-1} = r_t dt + \sigma_t dW_t$$

De acordo com Xiao e Aydemir (2011), a persistência na volatilidade em séries financeiras pode ser capturada através de especificação de um processo de Passeio Aleatório para  $h_t$ . Aplica-se o logaritmo no componente estocástico da volatilidade, assim temos:

$$\log \epsilon_t^2 = \log \sigma_t^2 + \log z_t^2$$

$$\log \epsilon_t^2 = h_t + \log z_t^2$$

Xiao e Aydemir (2011) afirmam que esse modelo é estacionário somente a partir da primeira diferença, sendo considerada fundamental a informação no período corrente para a previsão da variância condicional ao longo dos períodos futuros.

Bredt, Cato e deLima (1993) e Harvey( 1993) introduziram uma variação do modelo SV, onde Xiao e Aydemir (2011) afirmam que o modelo pode ser adaptado para capturar o efeito de memória longa na série, utilizando de processos fracionados, semelhante a outros modelos fracionados GARCH e EGARCH.

O modelo desenvolvido por Harvey (1993) pode ser escrito como:

$$h_t = \eta_t / (1 - L)^d, \quad \eta_t \sim \text{NID}(0, \sigma_t^2), \quad 0 \leq d \leq 1$$

Onde  $h_t$  é um passeio aleatório se  $d = 1$ , e um ruído branco se  $d = 0$ . O autor compara dois modelos, um caracterizado por uma dinâmica de memória longa, e outro AR (1), onde conclui que a função de auto correlação no caso de memória longa apresenta mais lentidão para decair, cujo decaimento tem a forma de uma curva hiperbólica. Enquanto que os modelos GARCH possuem o decaimento geométrico da função de autocovariancia, apresentando uma dinâmica de baixa persistência dos choques.

O modelo desenvolvido por Bredt, Cato e deLima (1993) foi utilizado para séries temporais de retornos diários de ações. Consideramos que  $h_t$  é um processo de memória longa e independente de  $z_t$ , e que  $z_t$  tem distribuição gaussiana padrão. O modelo pode ser escrito como:

$$\epsilon_t = \sigma_t z_t = \sigma \exp(h_t/2)$$

Para garantir a estacionariedade do processo, os autores transformaram a equação da seguinte forma:

$$\epsilon_t = \log \epsilon_t^2$$

$$\epsilon_t = \log \sigma^2 + E(\log z_t^2) + h_t + \left( (\log z_t^2 - E(\log z_t^2)) \right)$$

$$\epsilon_t = \mu + h_t + s_t$$

Sendo  $s_t \text{iid} \sim N(0, \sigma^2)$ .

Pitty e Shapard (1995), analisaram as propriedades de um modelo SV que pudesse reproduzir o trade-off entre risco e retorno, semelhante ao pretendido com os modelos do tipo ARCH-M. O modelo que segue abaixo permite que  $\epsilon_t$  apresente certa correlação serial, sendo:

$$\epsilon_t = \alpha + \beta \exp(h_t) + z_t(\exp(h_t/2))$$

#### **Auto Covariância e Auto Correlação.**

De acordo com Morettin (2008), se  $\text{cov}(z_t, \eta_t) = 0$ , podemos escrever a função de autocovariancia da seguinte forma:

$$\gamma_X(h) = E(X_t X_{t+h}) = E(\sigma_t \sigma_{t+h} z_t z_{t+h}) = 0$$

Contudo,  $X_t$  mesmo não apresentando autocorrelação serial, ele ainda apresenta dependência no tempo, visto que  $\ln(X_t^2)$  apresenta correlação. Como  $h_t$  segue um processo AR(1), Podemos escrever:

$$\ln X_t^2 = \ln \sigma^2 + h_t + \ln z_t^2$$

Onde  $\ln X_t^2$  segue um processo ARMA(1,1), e se  $z_t^2$  apresentar distribuição gaussiana, com média e variância conhecidas,  $-1,27$  e  $\pi^2/2$  respectivamente. Segue a função de autocovariancia e a função de autocorrelação abaixo:

$$\gamma_{\ln X_t^2}(h) = \beta^h \frac{\sigma_\eta^2}{1 - \beta^h}, \quad h > 0$$

$$\rho_{\ln X_t^2}(h) = \frac{\beta^h}{1 + \pi^2/2\sigma_h^2}, \quad h > 0$$

Morettin (2008) afirma que  $\ln X_t^2$  apresenta uma função de auto correlação parcial que tende para zero a partir do lag 2, reforçando o argumento de que  $\ln X_t^2$  é um processo ARMA (1,1).

### ***5.2.2SV Model com Mudança de Regime***

Os principais modelos de volatilidade estocástica com mudança de regime foram desenvolvidos pelos autores Lam, Li e So (1998) Simith (2002), Kalimipalli e Susmel (2003) e Hwang (2004). O modelo do Hwang (2004) representa um caso geral, onde a média, a variância e o coeficiente do processo auto regressivo podem sofrer mudanças de regime, onde a volatilidade estimada por esse modelo se assemelha muito a modelos GARCH, apresentando forte persistência na série. Já os autores Kalimipalli e Susmel (2003) utilizaram esse modelo, e encontraram que este consegue reduzir o problema da alta persistência, apresentando resultados melhores do que em modelos GARCH e de volatilidade estocástica sem mudança de regime.

Lam, Li e So (1998) aplicaram um modelo de volatilidade estocástica com mudanças na volatilidade a partir de cadeias de markov, aplicados a série S&P 500, onde o primeiro período apresentou baixa volatilidade, com aumento progressivo da volatilidade ao longo das mudanças de regime. Smith (2002) utiliza o modelo para mensurar a volatilidade mensal do U.S. Treasury Bill, onde o autor considera que o modelo com mudança de regime mais eficiente do que o modelo convencional de volatilidade estocástica, no qual foi utilizado o método de Quase-máxima verossimilhança para estimar os parâmetros.



## Capítulo 6.

# Metodologia e Dados

Como o objetivo principal desse estudo é investigar o impacto da crise financeira causada pela Medida Provisória 579 sobre a volatilidade das empresas do setor elétrico, foram utilizados nesse trabalho os dados das cotações diárias de fechamento do Índice de Energia Elétrica da BMF&BOVESPA para o período de 02 de janeiro de 2009 a 30 de dezembro de 2013, em um total de 1235 observações. O índice por refletir a tendência média das elétricas, nos permite analisar de forma agregada a variação do risco médio setorial.

A investigação foi realizada sobre três períodos diferentes, sendo esses: a base completa, o período de 02 de janeiro de 2009 a 10 de setembro de 2012, e o período de 11 de setembro de 2012 até 30 de dezembro de 2013. A divisão da série foi realizada exatamente na data de divulgação da medida, para assim investigar se houve mudança na volatilidade da série.

Na seção 6.1 foi feita um breve resumo sobre o índice utilizado. Na seção 6.2 foram realizadas as análises estatísticas do índice e dos log retornos, onde foram analisadas as estatísticas descritivas e feitos testes de normalidade, estacionariedade e heterocedasticidade. Em seguida foram estimadas as médias condicionais e a variância condicional a partir de modelos ARCH, GARCH, EGARCH e TGARCH através do método de máxima verossimilhança para os log retornos.

### 6.1 Índice de Energia Elétrica BMF&BOVESPA

Os índices setoriais são utilizados nos mercados financeiros internacionais há muitos anos, sendo uma ferramenta muito usual na análise das ações de diferentes segmentos. Geralmente sendo compostos pelas ações mais negociadas no período, funcionando como um Proxy do comportamento médio das empresas do setor. (BMF&BOVESPA, 2013)

O IEE, Índice de Energia Elétrica do Bovespa, foi criado em 1996, durante o período de privatização setorial, com o objetivo de medir o desempenho médio do setor elétrico. O IEE configurava uma forma de aumentar a liquidez e o desenvolvimento do mercado acionário das elétricas, inseridas a partir do ano de 1996 em um modelo de mercado, passando a ser mais dependente do mercado de capitais.

De acordo com o BMF&BOVESPA, o IEE é calculado através do método de “igual ponderação por empresa em termos de real aplicado”, a fim de garantir que todas as ações tenham o mesmo peso relativo sobre a composição do índice. O IEE é composto pelas ações do setor que: i) tenham participação em termos de volume financeiro iguala no mínimo 0,01% do volume do mercado a vista da BOVESPA nos últimos 12 meses, ii) mantiveram presença em pelo menos 80% dos pregões da bolsa, iii) no mínimo dois negócios negociados nos 80% desses pregões; iv) não são classificadas como *Penny Stock* (cotação inferior a 1,00 real). O objetivo é criar um índice que reflita de maneira sustentável o desempenho do setor, a fim de evitar que movimentos de liquidez pontuais afetem o resultado do índice. A empresa será representada no índice através da sua ação de maior negociabilidade.

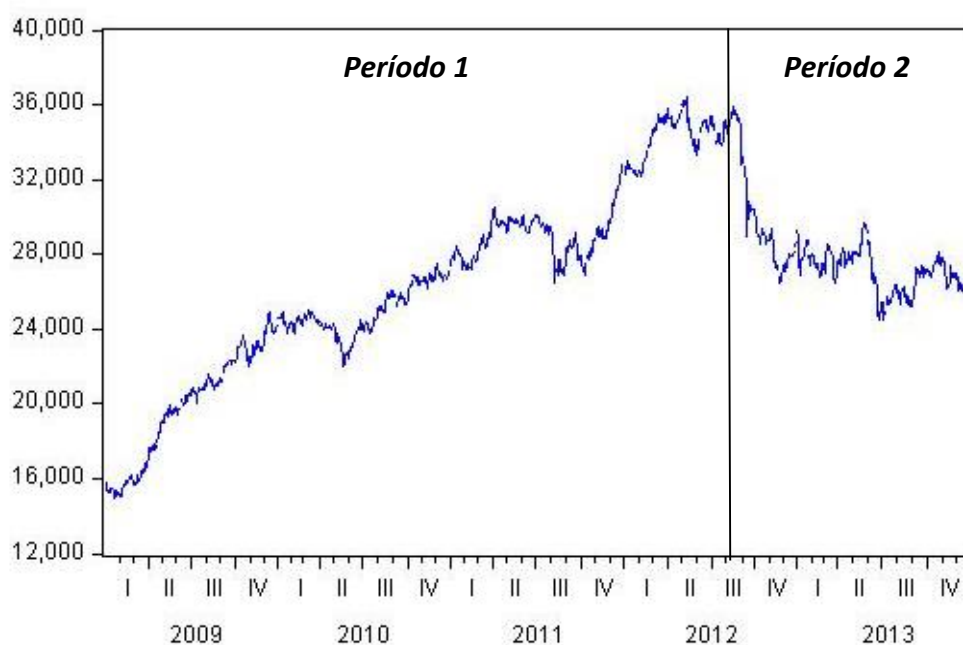
O IEE pode ser considerado como um benchmark setorial, sendo muito utilizado na avaliação de fundos setoriais, além de permitir a construção de derivativos financeiros a partir de negócios diretamente através do índice. (Sobreira e Prates, 2004). Mais detalhes sobre a construção do índice não está no escopo desse trabalho, para maiores detalhes ver BMF&BOVESPA (2014).

## **6.2 Análise Empírica e Resultados**

Os processos empíricos feitos nesse trabalho foram realizados pelo software Eviews 9.0. E para algumas manipulações da base de dados, o EXCEL foi utilizado. Aqui dividimos a série em três amostras distintas. A primeira amostra que denominamos de Período Completo (01/2009 a 12/2013, 1235 observações), o Período 1 (01/2009 a 10/09/2012, 914 observações) e o Período 2 (11/09/2012 a 30/12/2013, 321 observações)

A primeira etapa na análise empírica foi realizada sobre o índice IEE, com o objetivo de averiguar em relação à estacionariedade. Visualmente observa-se que a série não apresenta média constante ao longo do tempo, onde há claramente tendência altista até o terceiro semestre de 2012 (período 1), a qual passa a cair logo em seguida no período 2, com forte indicação de não estacionariedade. Outra característica visualizável é que a série do índice apresenta períodos de altas e baixas dispersões, outro indicio de pouca estabilidade serial.













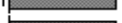









**Gráfico 17 IEE Período Completo 2009 - 2013**























Inicialmente para averiguar a condição de estacionariedade da série do índice foi realizada a análise de correlograma para os três períodos. Para os três períodos há uma forte indicação de correlação serial, devido ao decaimento muito lento da função de auto correlação. As estatísticas Ljung-Box nos levaram a rejeitar a hipótese de ausência de auto correlação. Abaixo segue o Gráfico do correlograma para todos os períodos.

**Figura 1 Correlogramas do Período Completo, 1 e 2**

























Date: 11/04/15 Time: 17:22  
Sample: 1/02/2009 12/30/2013  
Included observations: 1235

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	0.996	0.996	1228.8	0.000
		2	0.992	-0.043	2448.7	0.000
		3	0.988	-0.024	3659.2	0.000
		4	0.984	-0.002	4860.4	0.000
		5	0.980	0.029	6052.9	0.000
		6	0.976	-0.005	7236.6	0.000
		7	0.972	-0.012	8411.4	0.000
		8	0.968	-0.025	9577.0	0.000
		9	0.963	-0.038	10733.	0.000
		10	0.959	0.015	11879.	0.000
		11	0.954	0.006	13015.	0.000
		12	0.950	0.004	14143.	0.000

Date: 11/04/15 Time: 20:51  
Sample: 1/02/2009 9/10/2012  
Included observations: 914

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	0.996	0.996	910.06	0.000
		2	0.992	-0.031	1813.8	0.000
		3	0.988	-0.015	2711.0	0.000
		4	0.984	-0.010	3601.6	0.000
		5	0.980	-0.006	4485.6	0.000
		6	0.976	0.008	5363.0	0.000
		7	0.971	-0.062	6233.1	0.000
		8	0.966	-0.004	7095.9	0.000
		9	0.961	-0.035	7950.9	0.000
		10	0.957	0.019	8798.4	0.000
		11	0.952	-0.010	9638.3	0.000
		12	0.947	-0.011	10471.	0.000

Date: 11/05/15 Time: 15:36  
Sample: 9/11/2012 12/30/2013  
Included observations: 321

Autocorrelation	Partial Correlation		AC	PAC	Q-Stat	Prob
		1	0.950	0.950	292.51	0.000
		2	0.916	0.136	565.25	0.000
		3	0.874	-0.072	814.53	0.000
		4	0.835	-0.019	1042.5	0.000
		5	0.802	0.051	1253.3	0.000
		6	0.764	-0.046	1445.4	0.000
		7	0.732	0.024	1622.5	0.000
		8	0.698	-0.031	1783.7	0.000
		9	0.657	-0.092	1927.1	0.000
		10	0.616	-0.044	2053.7	0.000
		11	0.578	0.012	2165.3	0.000
		12	0.545	0.041	2265.2	0.000

Em seguida, foram feitas regressões seguindo modelos ARMA. Nos três períodos, para os modelos AR (1) os coeficientes estimados estavam todos muito próximos do valor unitário, indicando fortemente a não estacionariedade. Com coeficientes de 0,99 para a primeira defasagem para o Período Completo e para o Período 1, e de 0,98 para o Período 2 (todos estatisticamente significativos a 1%).

A última etapa nessa análise foi através dos testes de raiz unitária ADF (Augmented Dickey-Fuller). Para os três períodos, a hipótese nula de existência de raiz unitária não foi rejeitada em todos os níveis de significância. Abaixo segue as tabelas com os dados do teste ADF para todos os períodos.

**Figura 2 ADF Testes**

**ADF Teste Período Completo**

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-2.372062	0.1500
Test critical values: 1% level	-3.435440	
5% level	-2.863676	
10% level	-2.567957	

**ADF Teste Período 1**

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-1.640716	0.4613
Test critical values: 1% level	-3.437290	
5% level	-2.864493	
10% level	-2.568395	

**ADF Teste Período 2**

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-2.271302	0.1820
Test critical values: 1% level	-3.450682	
5% level	-2.870387	
10% level	-2.571554	

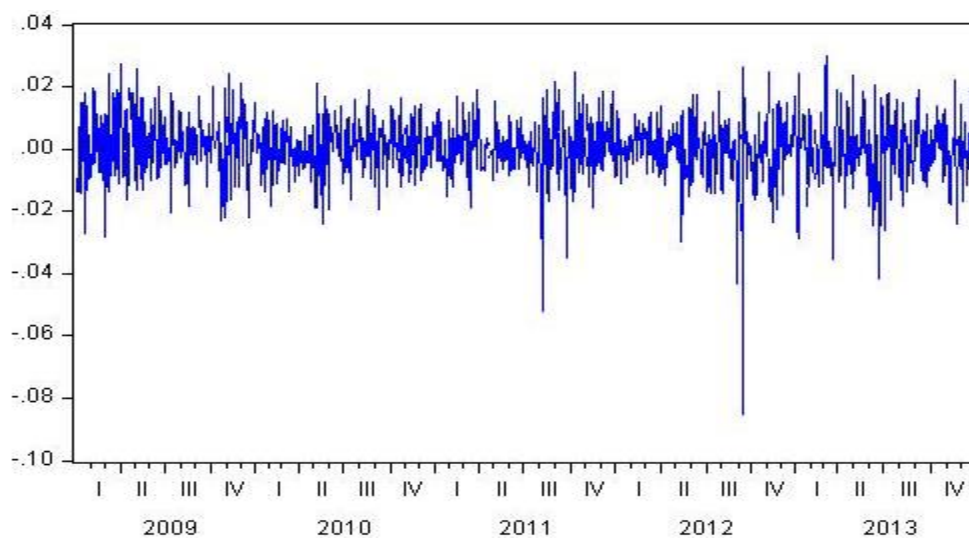
Os resultados encontrados estão de acordo com a Literatura em séries financeiras estudada nesse trabalho. A qual afirma que séries de preços e índices costumam não ser estacionárias, necessitando operar de maneiras alternativas. Aqui usaremos a série de retornos do índice, a qual normalmente apresenta maior estabilidade, seguindo procedimentos de acordo com outros estudos em trabalhos semelhantes a esse.

A série de retorno do IEE foi construída a partir da primeira diferença do logaritmo natural do índice, também conhecido como log-retorno, onde:

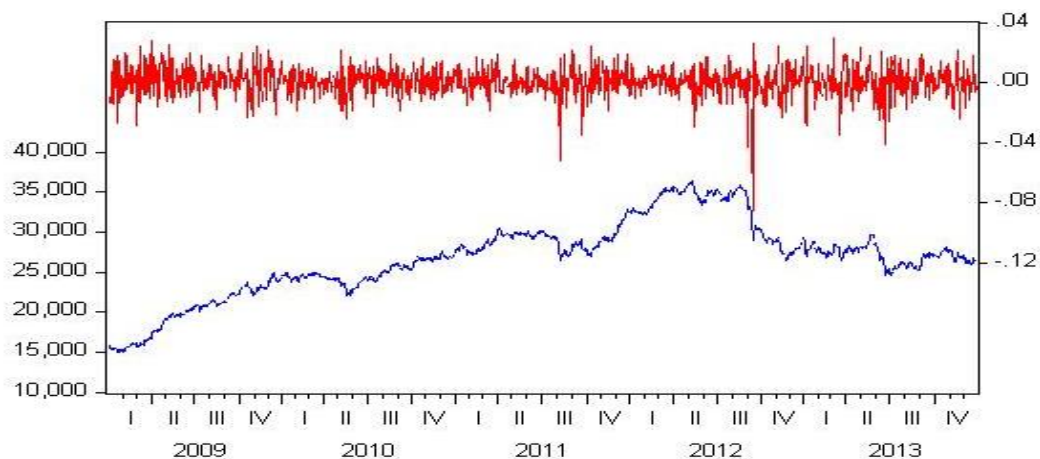
$$r_t = \ln(P_t) - \ln(P_{t-1}) = \ln \frac{P_t}{P_{t-1}}$$

Para a série de retornos, foram construídas três amostras, semelhante ao que foi realizado com a série do índice, mantendo-se as mesmas divisões no tempo. O primeiro procedimento para entender a série dos retornos foi analisar graficamente os dados. Abaixo segue os gráficos dos retornos e dos retornos versus o IEE para o período completo.

**Gráfico 18 Retornos do IEE**



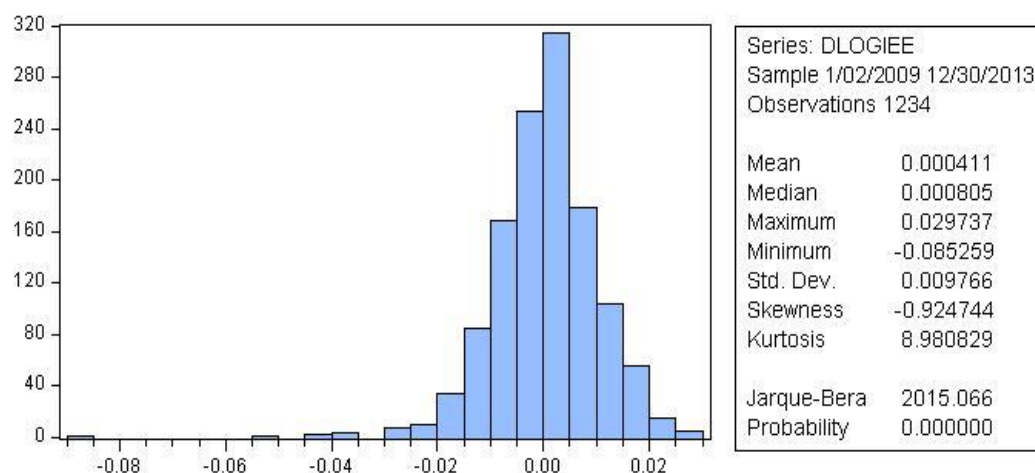
**Gráfico 19 Retornos IEE e IEE**



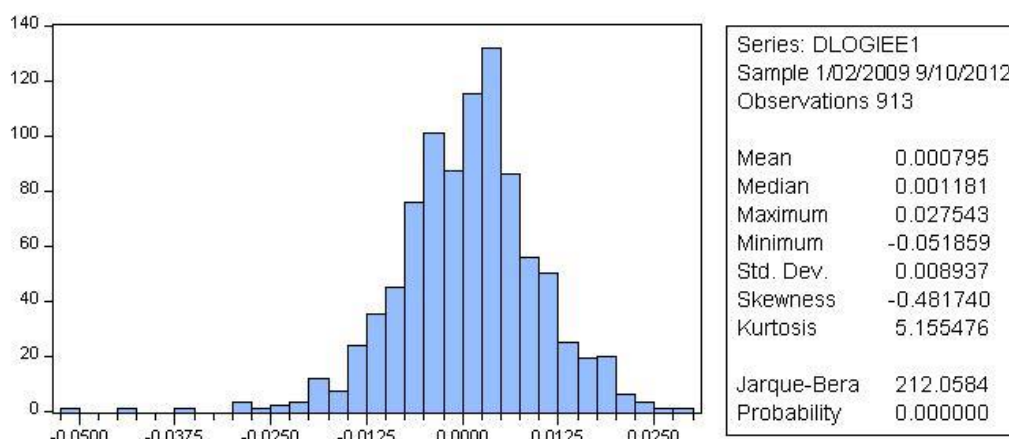
A análise gráfica dos retornos nos permite ver que houve uma mudança nos padrões na dispersão dos retornos em relação à média a partir do quarto trimestre do ano de 2012. O gráfico XX nos auxilia nessa verificação, além de indicar que o período de queda no valor do índice coincide com o período do retorno que mais apresenta dispersão no gráfico. O que estaria de acordo com um dos fatos estilizados sobre os retornos, os Leverage Effects, ou, efeitos assimétricos da volatilidade (choques negativos geram maiores efeitos sobre a volatilidade). Para verificar se houve mudança nos padrões de retornos, analisamos as estatísticas descritivas para os três períodos.

**Figura 3 Resumos IEE**

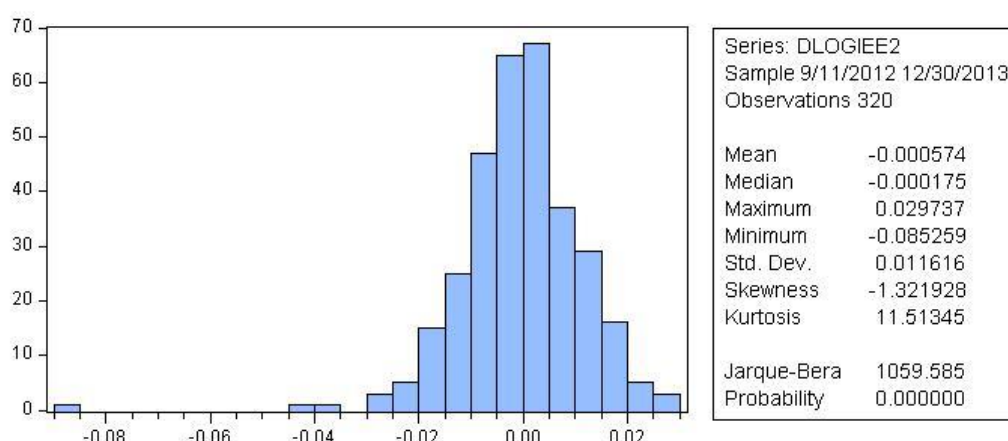
**Período Completo**



### Período 1



### Período 2



Pode se observar nas figuras acima que a média dos retornos entre os três períodos varia de maneira significativa. Enquanto que para o período 1 a média dos log retornos é positiva em 0,0008. Enquanto que a média dos log retornos para o período 2 é negativa em 0,0006. O desvio padrão dos log retornos apresentaram um aumento entre o período 1 e 2, saindo do valor de 0,008 para 0,011. Ou seja, houve uma alteração no padrão dos retornos, com alteração do sinal, e um aumento da dispersão da série.

Os coeficientes de curtose e assimetria podem ser observados pela tabela e pelo histograma, o qual nos indica visualmente a existência de uma concentração elevada de dados em torno da média e uma leve assimetria à esquerda. De acordo com os dados das tabelas de estatísticas descritivas, o coeficiente de curtose para os três períodos é superior ao gaussiano



( $k(x)=3$ ), contudo observa-se que o coeficiente ficou ainda mais elevado no período 2. O coeficiente de curtose elevado nos indica uma forte evidencia para a existência de valores extremos na série (Engle, 2003). Os retornos também apresentaram serem assimétricos a esquerda para todas as amostras analisadas, sendo que no período 2 essa simetria foi superior (fenômeno comum em série de retornos). Ao observar os valores dos coeficientes de assimetria e curtose, já pode se averiguar que a série dos log retornos se afasta da distribuição normal. Esse fato é ratificado pelo teste JB de normalidade, o qual foi rejeitado para todas as amostras, em todos os níveis de significância. Esses resultados estão de acordo com a literatura revisada nesse trabalho.

A etapa seguinte foi analisar se a série de retornos apresenta estabilidade, ou seja, se ela é estacionária. Os procedimentos realizados para averiguar a estacionariedade dos retornos foram semelhantes aos realizados para a série de preços. Primeiro, analisou se os correlogramas, em seguida foram rodados modelos ARMA para verificar os coeficientes, e por últimos realizamos testes de raiz unitária ADF. Todos os procedimentos nos indicaram que a série é estacionaria para todos os períodos estudados. Os correlogramas indicaram que as funções de auto correlação zeraram rapidamente (cujos testes Ljung-Box de ausência de auto correlação não foram rejeitados), os coeficientes dos modelos AR (1) estimados foram extremamente baixos e não significativos e os testes de raiz unitária foi rejeitado para todos os períodos.

Os correlogramas para todos os períodos indicam baixa auto correlação, com forte indicio de que as séries de retornos se comportam como ruído branco. Engle (2003) afirma que funções de auto correlação pouco significativas indicam a dificuldade de se prever retornos futuros.























#### **Figura 4 Correlogramas Log Retornos**

##### **Correlograma Log Retornos Período Completo**

Date: 11/04/15 Time: 18:06

Sample: 1/02/2009 12/30/2013

Included observations: 1234

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	0.048	0.048	2.7923	0.095
		2	0.030	0.028	3.8853	0.143
		3	-0.025	-0.027	4.6331	0.201
		4	-0.044	-0.042	6.9929	0.136
		5	0.005	0.010	7.0199	0.219
		6	0.005	0.007	7.0554	0.316
		7	0.056	0.053	10.932	0.142
		8	0.039	0.032	12.806	0.119
		9	0.011	0.005	12.954	0.165
		10	-0.005	-0.005	12.984	0.225
		11	-0.030	-0.024	14.126	0.226
		12	-0.030	-0.025	15.221	0.230

### Correlograma Log Retornos Período 1

Date: 11/04/15 Time: 21:00  
Sample: 1/02/2009 9/10/2012  
Included observations: 913

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob
		1 -0.028	-0.028	0.7169	0.397
		2 0.021	0.020	1.1141	0.573
		3 0.001	0.002	1.1150	0.773
		4 0.027	0.027	1.7758	0.777
		5 -0.003	-0.001	1.7823	0.878
		6 0.040	0.039	3.2508	0.777
		7 -0.035	-0.032	4.3496	0.739
		8 0.002	-0.002	4.3528	0.824
		9 0.002	0.003	4.3549	0.887
		10 0.023	0.022	4.8638	0.900
		11 0.015	0.018	5.0633	0.928
		12 -0.027	-0.028	5.7207	0.930

### Correlograma Log Retornos Período 2

Date: 11/05/15 Time: 15:23  
Sample: 9/11/2012 12/30/2013  
Included observations: 320

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob
		1 0.083	0.083	2.2292	0.135
		2 0.024	0.017	2.4175	0.299
		3 -0.052	-0.056	3.2948	0.348
		4 -0.152	-0.146	10.871	0.028
		5 0.015	0.042	10.947	0.052
		6 -0.084	-0.086	13.269	0.039
		7 0.080	0.081	15.394	0.031
		8 0.072	0.045	17.124	0.029
		9 0.017	0.005	17.216	0.045
		10 -0.041	-0.067	17.763	0.059
		11 -0.104	-0.065	21.370	0.030
		12 -0.052	-0.033	22.275	0.035

Para todos os períodos os modelos ARMA não foram significativos, reiterando a conclusão derivada da análise dos correlogramas. Segue abaixo as tabelas das regressões. A partir dessas informações passamos a considerar que a série de retornos é um ruído branco para todas as amostras.

Em seguida foram realizados testes de raiz unitária, os quais rejeitaram a hipótese nula para todos os níveis de significância em todos os períodos analisados. Segue abaixo as tabelas dos testes ADF, onde todas as estatísticas t students calculadas foram superiores aos t críticos dos testes. A partir desse ponto, pudemos inferir que a série de log retornos é estacionária.

### Figura 5 Testes ADF Log Retornos

#### Teste ADF Período Completo

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-33.46977	0.0000
Test critical values:		
1% level	-3.435440	
5% level	-2.863676	
10% level	-2.567957	

#### Teste ADF Período 1

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-30.97726	0.0000
Test critical values:		
1% level	-3.437298	
5% level	-2.864496	
10% level	-2.568397	

#### Teste ADF Período 2

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-17.96303	0.0000
Test critical values:		
1% level	-3.450682	
5% level	-2.870387	
10% level	-2.571554	

O procedimento seguinte foi analisar a existência de heterocedasticidade da variância. Foram realizados testes ARCH/GARCH-LM sobre resíduos a fim de verificar a existência de heterocedasticidade. Os testes LM são realizados sob a hipótese de nula de que o quadrado dos resíduos não possui relação significativa com o quadrado dos resíduos defasados. A hipótese nula foi rejeitada para todos os períodos, assim inferimos sobre a existência de heterocedasticidade do erro, o que nos levou a trabalhar sobre a estimação da volatilidade condicional. As tabelas dos testes seguem estão no anexo.

Os modelos utilizados nesse trabalho para modelar a variância do erro para os três períodos foram: o ARCH (1), GARCH (1,1), ARCH-M (1), GARCH-M (1), EGARCH (1,1) e TGARCH (1,1) com distribuição normal e t-student. Cujas equações apresentam as seguintes estruturas:

$$\text{ARCH: } h_t^2 = \omega + \sum_{i=1}^q \alpha_i \epsilon_{t-i}^2$$

$$\text{GARCH: } h_t^2 = \omega + \sum_{i=1}^q \alpha_i \epsilon_{t-i}^2 + \sum_{j=1}^p \beta_j h_{t-j}^2$$

$$\text{TGARCH } h_t^2 = \omega + \alpha_1 \epsilon_{t-1}^2 + \gamma \epsilon_{t-1}^2 d_{t-1} + \beta_1 h_{t-1}^2,$$

$$\text{EGARCH: } \ln(h_t^2) = \omega + \beta \ln(h_{t-1}^2) + \alpha \left( \frac{|\epsilon_{t-1}|}{\sqrt{h_{t-1}^2}} - \sqrt{\frac{2}{\pi}} \right) + \gamma \left( \frac{\epsilon_{t-1}}{\sqrt{h_{t-1}^2}} \right)$$

A equação da média para esses modelos foi a de um ruído branco:

$$r_t = c + \epsilon_t$$

Para os modelos ARCH-M e GARCH-M foi adicionado à equação um termo contendo a variância condicional, a fim de captar a relação risco e retorno.

$$r_t = c + \lambda h_t^2 + \epsilon_t$$

Abaixo segue os resultados dos principais modelos. Os modelos com distribuição normal tiveram resultados inferiores a de todos os modelos com distribuição t-student e por isso não foram apresentados nessa seção. (A variância dos resíduos rejeitou a hipótese JB de normalidade em todas as regressões)

**Tabela 7 Resultado dos Modelos**

<i>Período Completo</i>	<i>Omega</i>	<i>Alfa</i>	<i>Beta</i>	<i>Gama</i>	<i>Lambda</i>
<i>Egarch (1,1)</i>	-1,01	0,18	0,90	-0,09	-
<i>Garch (1,1)</i>	-	0,09	0,85	-	-
<i>Tgarch (1,1)</i>	-	0,06	0,82	0,08	-
<i>Arch (1)</i>	-	0,21	-	-	-
<i>Archm (1)</i>	-	0,24	-	-	9,27
<i>Garchm (1,1)</i>	-	0,09	0,84	-	9,27

<i>Período 1</i>	<i>Omega</i>	<i>Alfa</i>	<i>Beta</i>	<i>Gama</i>	<i>Lambda</i>
<i>Egarch (1,1)</i>	-0,46	0,13	0,96	-0,06	-
<i>Garch (1,1)</i>	-	0,06	0,90	0,00	-
<i>Tgarch (1,1)</i>	-	0,03	0,92	0,04	-
<i>Arch (1)</i>	-	0,15	-	-	-
<i>Archm (1)</i>	-	0,21	-	-	13,90
<i>Garchm (1,1)</i>	-	0,06	0,91	-	13,67

<i>Período 2</i>	<i>Omega</i>	<i>Alfa</i>	<i>Beta</i>	<i>Gama</i>	<i>Lambda</i>
<i>Egarch (1,1)</i>	-2,90	0,18	0,69	-0,11	-
<i>Garch (1,1)</i>	-	0,17	0,52	-	-
<i>Tgarch (1,1)</i>	-	0,08	0,35	0,15	-
<i>Arch (1)</i>	-	0,26	-	-	-
<i>Archm (1)</i>	-	0,26	-	-	-
<i>Garchm (1,1)</i>	-	0,17	0,52	-	-

Os resultados na tabela de regressões nos indicam algumas características da dinâmica da variância condicional. Os modelos GARCH (1,1) e EGARCH (1,1) para o Período Completo e para o Período 1 nos indicam forte persistência dos choques, representado nos modelos GARCH pela soma  $\alpha + \beta$  e no modelo EGARCH pelo coeficiente  $\beta$ . Para o período completo o coeficiente de persistência apresentou os valores de 0,94 e 0,90 para os modelos GARCH (1,1) e EGARCH (1,1) respectivamente. E para o período 1 o modelo GARCH(1,1) e EGARCH (1,1) ambos apresentaram coeficiente de persistência de 0,96. Embora, a persistência dos choques tenha decaimento muito lento, ainda assim a variância condicional tende a retornar para a média de longo prazo, visto que os coeficientes são menores do que 1, indicando que a série é estacionária. Para o período 2, o coeficiente de persistência apresentou valores baixos, o que é comum ocorrer em períodos de volatilidade mais elevada.

A assimetria da variância pode ser captada através dos modelos EGARCH (1,1) e TGARCH (1,1). No modelo EGARCH a assimetria é testada através do coeficiente  $\gamma$ , e para todos os modelos o coeficiente apresentou significância estatística, assumindo o valor de -0,09, -0,06 e -0,11 para os período completo, 1 e 2 respectivamente. Os efeitos assimétricos também são reafirmados pelo modelo TGARCH (1,1) para todos os períodos, sendo testado pelo coeficiente  $\gamma$ , assumindo os valores de 0,08, 0,04 e 0,15 para o período completo, 1 e 2. Ou seja, há maior efeito de alavancagem (leverage effects) no período de maior volatilidade, choques negativos apresentam maior efeito sobre a variância.

A relação risco e retorno foi significativo somente para o período completo e para o período 1, sendo representado pelos modelos ARCH-M e GARCH-M, e testado pelo coeficiente  $\lambda$ . Para o período 2, não houve significância estatística para os termos da variância da equação da média condicional. Podendo ser explicado pelo fato de que o período embora fosse marcado por alta volatilidade, marcado por momentos de retornos elevados positivos e negativos, com maior frequência dos negativos, já que a média fora negativa, logo a média dos retornos refletiu mal a dinâmica da série, o que dificultou na capacidade do coeficiente de medir a relação risco e retorno.

Para comparação dos modelos, utilizamos os valores AIC e BIC, os quais seguem na tabela abaixo:

**Tabela 8 Critérios de Seleção**

Modelo	Período Completo		Período 1		Período 2	
	AIC	BIC	AIC	BIC	AIC	BIC
<b>Egarch (1,1)</b>	<b>-6,549</b>	-6,529	-6,672	-6,646	-6,247	-6,176
<b>Garch (1,1)</b>	-6,544	-6,527	-6,671	-6,650	<b>-6,285</b>	-6,211
<b>Tgarch (1,1)</b>	-6,546	-6,525	<b>-6,685</b>	-6,653	-6,257	-6,198
<b>Arch (1)</b>	-6,525	-6,513	-6,635	-6,619	-6,251	<b>-6,216</b>
<b>Archm (1)</b>	-6,533	-6,516	-6,612	-6,597	-6,245	-6,198
<b>Garchm (1,1)</b>	<b>-6,549</b>	<b>-6,541</b>	<b>-6,685</b>	<b>-6,658</b>	-6,252	-6,194

Os modelos que apresentaram os menores valores para os critérios de AIC e BIC foram o EGARCH e o GARCH-M para o período completo, o TGARCH e GARCH M para o período 1 e GARCH e ARCH para o período 2.

Por último fizemos uma comparação entre as estimativas a partir dos modelos ARCH/GARCH e do estimador de Volatilidade Histórica, o qual foi calculado a partir do quadrado dos log retornos. Aqui mensuramos a volatilidade como o desvio padrão em porcentagem, para assim poder mensurar o efeito linear sobre o índice. De acordo com a tabela, os modelos apresentaram forte poder de ajustamento, conseguindo estabelecer uma volatilidade média diária estimada muito próxima da volatilidade observada para todos os períodos. A diferença média de volatilidade diária entre os períodos 1 e 2 foi de mais de 0,2% para a volatilidade estimada pelos modelos ARCH/GARCH e para a volatilidade histórica.

**Tabela 9 Resumo da Volatilidade Estimada**

	Volatilidade Histórica	Volatilidade Estimada 1	Volatilidade Estimada 2	Modelo 1	Modelo 2
<b>Período Completo</b>	0,95%	0,95%	0,93%	GARCH-M (1,1)	EGARCH (1,1)
<b>Período 1</b>	0,90%	0,89%	0,89%	GARCH-M (1,1)	TGARCH (1,1)
<b>Período 2</b>	1,16%	1,11%	1,12%	GARCH (1,1)	ARCH (1)
<b>Diferença</b>	<b>0,26%</b>	<b>0,22%</b>	<b>0,23%</b>		

# Conclusão

Esse trabalho investiga se houve alteração no risco e no retorno do Setor Elétrico Brasileiro para os anos de 2012 e 2013 a partir de modelos GARCH. O período investigado é caracterizado por uma grande queda nos valores das ações das elétricas, o que ficou sendo considerada a maior crise setorial desde o processo de privatização.

A promulgação da Medida Provisória 579/2012, a qual veio se tornar posteriormente a lei 12.783 em 2013 alterava o marco regulatório das usinas de geração e das transmissoras de energia elétrica, cujos contratos de concessão começariam a vencer a partir do ano de 2015. Houve uma antecipação do fim desses contratos e o governo brasileiro decidiu através da renovação dessas concessões gerar modicidade tarifária. Foram revertidos esses ativos para União, e possibilitou-se a renovação dessas concessões dentro de um novo desenho contratual, onde essas concessionárias iriam antecipar o fim dessas concessões e ficariam responsáveis somente pela operação e manutenção desses ativos, recebendo uma tarifa de O&M pelo serviço prestado.

Em um primeiro momento o governo considerou que não haveria ativos a serem amortizados, gerando forte impacto negativo sobre as empresas, as quais apresentavam valores superiores em seus demonstrativos patrimoniais. Embora o governo tenha reconsiderado essa questão, a fim de pagar por esses ativos, os métodos e os valores calculados foram questionáveis, gerando outra quebra de expectativas. Ou seja, fora um processo com pouca ou quase nenhuma participação por partes dos agentes, onde o governo com objetivos míopes e informação limitada tomou decisões que afetaram intensamente a segurança do capital privado investido no setor, levando a um aumento do risco e uma forte fuga de investimentos sobre as Utilities nacionais.

A análise de impactos regulatórios de qualquer mudança em um setor altamente regulado tem que ser feita através de todos os agentes interessados: empresas, governo e sociedade, para assim achar uma forma ótima de se realizar a manutenção de um setor seguro e módico. Levanta-se aqui o debate acerca da atuação do Estado na economia, e como ele deve atuar dentro de um aparato institucional, onde a transparência e o diálogo são ferramentas essenciais no desenvolvimento econômico e social. Dentro do modelo de regulação construído para o setor elétrico nacional, as alterações que perpassam com forte viés

técnico devem ser discutidas e analisadas no âmbito na ANEEL, a qual possui conhecimento e mecanismos de diálogo já institucionalizados.

A análise empírica utilizou a base de dados do Índice de Energia Elétrica da BMF & BOVESPA, entre os anos de 2009 e 2013 e estimou a volatilidade através de modelos heterocedásticos determinísticos GARCH. A base foi dividida em 3 períodos diferentes, um completo, de 2009 a 10 de setembro de 2012 e outro de 11 de setembro de 2012 até final de 2013.

Os modelos EGARCH e TGARCH foram todos significativos para todos os períodos, o que indicara forte presença de assimetria na série. Os efeitos assimétricos foram superiores no período de maior volatilidade (período 3). Os modelos também indicaram forte presença de persistência para o período de maior estabilidade, enquanto que no período de maior turbulência a persistência estimada dos choques foi menor, o que era um resultado esperado. O efeito de clustering também foi significativo para todos os modelos e todos os períodos analisados, sendo representado pelo coeficiente alfa.

Os modelos conseguiram ter boa capacidade de ajustamento da série, conseguindo estimar uma volatilidade média muito próxima da volatilidade histórica. Os modelos estimaram um aumento médio de 26% na volatilidade diária.

Esse trabalho conseguiu realizar o que pretendia ao estimar a volatilidade do IEE para os dois períodos observados, e os resultados encontrados foram economicamente coerentes. Contudo, somente para o período completo e para o período 1 a relação risco e retorno pode ser estimados com significância estatística.

Os objetivos futuros para esse estudo são utilizar modelos com mudanças de regime e modelos estocásticos e expandir a análise para todo o período desde a privatização. Posteriormente aplicar a estimação da volatilidade para cálculo de *Value at Risk*(VaR) e construir um índice de volatilidade setorial.



# Bibliografia

Akaike, Htrotugu. "Maximum likelihood identification of Gaussian autoregressive moving average models." *Biometrika* 60.2 (1973): 255-265.

Almeida, de Edmar. *"Financiamento do setor elétrico: novamente um gargalo para o desenvolvimento?"*. Blog Infopetro, 2014.

AMARAL FILHO, José Bonifácio de Souza. A reforma do setor elétrico brasileiro e a questão da modicidade tarifária. 2007. Tese (Doutorado em Ciências Econômicas)- Instituto de Economia da Universidade Estadual de Campinas. Campinas-SP, 2007.

BELUZZO, L. G. M., COUTINHO, L. G.; Política econômica, inflações e crise. In: BELUZZO, L.G.M.(org.). *Desenvolvimento capitalista do Brasil*, 3.ed. São Paulo, Brasiliense, 1983

Berger, J. M., and Benoit Mandelbrot. "A new model for error clustering in telephone circuits." *IBM Journal of Research and Development* 7.3 (1963): 224-236.

Black, F., and Scholes, M. (1972), "The Valuation of Option Contracts and a Test of Market Efficiency," *Journal of Finance*, 27, 399–417.

Bollerslev, Tim. "A conditionally heteroskedastic time series model for speculative prices and rates of return." *The review of economics and statistics* (1987): 542-547.

Bollerslev, Tim, Robert F. Engle, and Jeffrey M. Wooldridge. "A capital asset pricing model with time-varying covariances." *The Journal of Political Economy* (1988): 116-131.

Bollerslev, Tim, Robert F. Engle, and Daniel B. Nelson. "ARCH models." *Handbook of econometrics* 4 (1994): 2959-3038.

Box, George EP, Gwilym M. Jenkins, and Gregory C. Reinsel. "Time Analysis, Forecasting and Control." (1994).

Bueno, Rodrigo De Losso. *Econometria de séries temporais*. Cengage Learning, 2008.

CANAL ENERGIA, disponível em  
<<http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/Materias/Retrospectiva.asp?id=97289&a=2013>>

Carvalho, Marcelo, Freire, Marco Aurélio, Medeiros, Marcelo, & Souza, Leonardo. 2006. Modeling and Forecasting the Volatility of Brazilian Asset Returns: A Realized Variance Approach. *Revista Brasileira de Finanças*, 4, 321-343.

GIAMBIAGI, Fabio; PINHEIRO, Armando Castelar. Os antecedentes macroeconômicos e a estrutura institucional da privatização no Brasil. **BNDES** ([www. bndes. gov. br](http://www.bndes.gov.br)), 1999.

CASTELAR, Armando. A PRIVATIZAÇÃO NO BRASIL. Rio de Janeiro. BNDES 2002

Castelar; FUKASAKU, Kiichiro (Org.). A privatização no Brasil: o caso dos serviços de utilidade pública. Rio de Janeiro: BNDES-OCDE, fevereiro de 2000.

Celikkol, H, Akkoc, S & Akarim, YD 2010. 'The Impact of Bankruptcy of Lehman Brothers on the Volatility Structure of ISE-100 price Index', *Journal of Money, Investment and Banking*, Issue 18.

Chakrabarti, R & Roll, R 2002, 'East Asia and Europe during the 1997 Asian Collapse: A Clinical Study of a Financial Crisis', *Journal of Financial Markets*, vol. 5, no. 1, pp. 1-30.

Chong, Choy Yoke. "Effect of subprime crisis on US stock market return and volatility." *Global Economy and Finance Journal* 4.1 (2011): 102-111.

Choudhry, T 1996, 'Stock Market Volatility and the Crash of 1987: Evidence from Six Emerging Markets', *Journal of International Money and Finance*, vol. 15, no. 6, pp. 969-981

Correia, Tiago B., Elbia Melo, and A. da Costa. "Análise e avaliação teórica dos leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes no Brasil." *Revista EconomiA* (2006).

Dickey, David A., and Wayne A. Fuller. "Distribution of the estimators for autoregressive time series with a unit root." *Journal of the American statistical association* 74.366a (1979): 427-431.

Dooley, M & Hutchison, M 2009, 'Transmission of the U.S. Subprime Crisis to Emerging Markets: Evidence on the Decoupling-Recoupling Hypothesis', *Journal of International Money and Finance*, vol. 28, no. 8, pp. 1331-1349.

Engle, R. F. (1983), "Estimates of the Variance of U.S. Inflation Based Upon the ARCH

Model," *Journal of Money, Credit, and Banking*, 15, 286–301.

Engle, Robert. "Risk and volatility: Econometric models and financial practice." *The American Economic Review* 94.3 (2004): 405-420.

Engle, Robert F., David M. Lilien, and Russell P. Robins. "Estimating time varying risk premia in the term structure: The ARCH-M model." *Econometrica: Journal of the Econometric Society* (1987): 391-407.

FERREIRA, Carlos Kawall Leal. Privatização do setor elétrico no Brasil. In: PINHEIRO, Armando FERREIRA, K.L. Privatização do Setor Elétrico no Brasil. In: A Privatização no Brasil – O Caso dos Serviços de Utilidade Pública. BNDES, 2000. Referência disponível no site <http://www.bndes.gov.br.consulta> em 26.06.2009

Franco, Christian, and Jean-Michel Zakoian. "Inconsistency of the MLE and inference based on weighted LS for LARCH models." *Journal of Econometrics* 159.1 (2010): 151-165.

French, K.R, Schwert, G.W. e Stambaugh, R.F. "Expected Stock Returns and Volatility, *Journal of Financial Econometrics*, 19, 3- 30.

Friedman, Milton. "Nobel lecture: inflation and unemployment." *The Journal of Political Economy* (1977): 451-472.

Gaio, Luiz Eduardo, et al. "Análise da volatilidade do índice Bovespa: um estudo empírico utilizando modelos da classe ARCH." *Contextus* 5.1 (2007).

GASTALDO, Marcelo, BERGER, Pablo. Aspectos jurídicos relativos às condições de fornecimento de energia elétrica. Site: O Setor Elétrico, 2009

GOLDENBERG, J., PRADO, L.T.S. (2003) Reforma e crise do setor elétrico no período FHC. *Tempo Social*. Vol. 15 nº. 2, São Paulo, Nov. 2003.

Hamilton, James D., and Raul Susmel. "Autoregressive conditional heteroskedasticity and changes in regime." *Journal of Econometrics* 64.1 (1994): 307-333.

Hull, John, and Alan White. "The pricing of options on assets with stochastic volatilities." *The journal of finance* 42.2 (1987): 281-300.

Hwang, Soosung, and Pedro L. Valls Pereira. "Small sample properties of GARCH estimates and persistence." *The European Journal of Finance* 12.6-7 (2006): 473-494.

Hwang, Soosung, and Pedro L. Valls Pereira. "The effects of structural breaks in ARCH and GARCH parameters on persistence of GARCH models." *Communications in Statistics—Simulation and Computation*® 37.3 (2008): 571-578.

Law, SH 2006, 'Has Stock Market Volatility in the Kuala Lumpur Stock Exchange Returned to Pre-Asian Financial Crisis Levels?', *ASEAN Economic Bulletin*, vol.23, no. 2, pp. 212-229.

Leeves, G 2007, 'Asymmetric Volatility of Stock Returns during the Asian Crisis: Evidence from Indonesia', *International Review of Economics and Finance*, vol. 16, no. 2, pp. 272-286

Ljung, Greta M., and George EP Box. "On a measure of lack of fit in time series models." *Biometrika* 65.2 (1978): 297-303.

Losekan, Luciano. *"10 anos do 'Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro': Sem motivos para comemorar.* Blog InfoPetro, 2014.

Kapopoulos, P & Siokis, F 2005, 'Stock Market Crashes and Dynamics of Aftershocks', *Economics Letters*, vol. 89, no. 1, pp. 48-54.

Karunanayake, I, Valadkhani, A & O'Brien, M 2010, 'Financial Crises and International Stock Market Volatility Transmission', *Australian Economic Papers*, vol. 49, no. 3, pp. 209-221.

Kindleberger, Charles P. "Manias, panics, and crashes: a history of financial crises." *The Scribnerian and the Kit-Cats* 32.2 (2000): 379.

Markowitz, H. M. (1952), "Portfolio Selection," *Journal of Finance*.

McLeod, Allan I., and William K. Li. "Diagnostic checking ARMA time series models using squared-residual autocorrelations." *Journal of Time Series Analysis* 4.4 (1983): 269-273.

Milhøj, Anders. "A conditional variance model for daily deviations of an exchange rate." *Journal of Business & Economic Statistics* 5.1 (1987): 99-103.

Morais, Igor AC, and Marcelo S. Portugal. "Modelagem e previsão de volatilidade determinística e estocástica para a série do Ibovespa." (1999).

Morettin, Pedro. *Econometria Financeira*, 2008.

Longstaff, FA 2010, 'The Subprime Credit Crisis and Contagion in Financial Markets', *Journal of Financial Economics*, vol. 97, no. 3, pp. 436-450.

Nelson, Daniel B. "Conditional heteroskedasticity in asset returns: A new approach." *Econometrica: Journal of the Econometric Society* (1991): 347-370.

CASTRO, N. J. et al. O processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro e os impactos da MP 579. Rio de Janeiro. GESELUF RJ, 2013. (Texto de Discussão do Setor Elétrico, n. 51). Disponível em: [WWW.nuca.ie.ufrj.br/gesel/tdse/TDSE-51.pdf](http://WWW.nuca.ie.ufrj.br/gesel/tdse/TDSE-51.pdf).)

OLIVEIRA, A. Reforma do setor elétrico. Que podemos aprender com a experiência alheia? Universidade Federal do Rio de Janeiro. Instituto de Economia. Grupo de Energia, 1997.

Otuki, Thiago Fleith, et al. "Assimetria na volatilidade dos retornos revisitada: Ibovespa, Merval e Inmex." *REGE Revista de Gestão* 15.4 (2008): 71-84.

Panorama do Setor de Energia Elétrica no Brasil (2006). Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade, 2006.

PIRES, J. C. L.; GOSTKORZEWICZ, J.; GIAMBIAGI, F. O cenário macroeconômico e as condições de oferta de energia elétrica no Brasil. Rio de Janeiro: BNDES, mar. 2001. (Texto para Discussão, n. 85).

PIRES, José Cláudio Linhares. Desafios da reestruturação do setor elétrico brasileiro. Texto para discussão, Rio de Janeiro, n. 76, mar. 2000. 45 p.

Pires, J. C. L., Giambiagi, F., & Sales, A. F. (2002). As perspectivas do setor elétrico após o racionamento. *Revista do BNDES*, 9(18): 163–204.

Poterba, James M., e Lawrence H. Summers. "Mean reversion in stock prices: Evidence and implications." *Journal of financial economics* 22.1 (1988): 27-59.

Ramlall, I 2010, 'Has the US Subprime Crisis Accentuated Volatility Clustering and Leverage Effects in Major International Stock Markets?', *International Research Journal of Finance and Economics*, Issue 39, pp. 157-185.

RIO BRAVO INVESTIMENTOS. Para Entender a MP 579 - Mudanças Regulatórias nas Concessões de Energia Elétrica. [s.l: s.n.].

Riskmetrics: technical document. Morgan Guaranty Trust Company of New York, 1996.

SAUER, Ildo Luis. **A reconstrução do setor elétrico brasileiro**. Editora UFMS, 2003.

Schwert, G. William. "Why does stock market volatility change over time?." *The journal of finance* 44.5 (1989): 1115-1153.

Sharpe, W. (1964), "Capital Asset Prices: A Theory of Market Equilibrium under Conditions of Risk," *Journal of Finance*, 19, 425–442.

So, Mike EC P., Kin Lam, and Wai Keung Li. "A stochastic volatility model with Markov switching." *Journal of Business & Economic Statistics* 16.2 (1998): 244-253.

Taylor, S. J. (1994), "Modeling Stochastic Volatility : A Review and Comparative Study," *Mathematical Finance*, 4, 183–204.

VIEIRA, J. P. (1998), O novo papel do Estado no setor elétrico: a implementação dos órgãos reguladores. Dissertação de mestrado, São Paulo, Pontifícia Universidade Católica de São Paulo.

ABREU, Yolanda Vieira de. Reestruturação e privatização do setor elétrico brasileiro. **Biblioteca Virtual de Derecho, Economía y Ciencias Sociales**, 1999.

Zakoian, Jean-Michel. "Threshold heteroskedastic models." *Journal of Economic Dynamics and control* 18.5 (1994): 931-955.

Xekalaki, Evdokia, and Stavros Degiannakis. *ARCH models for financial applications*. John Wiley & Sons, 2010.

Xiao, Linlan, e Abdurrahman Aydemir. "Volatility modelling and forecasting in finance." *Forecasting volatility in the financial markets* (2007): 1.

Werneck, Rogério L. Furquim. *Empresas estatais e política macroeconômica*. Editora Campus, 1987.

WILLIAMSON, J. - A short history of the Washington Consensus. Paper commissioned by Fundación CIDOB for a conference "From Washington Consensus towards a new Global Governance", Barcelona, September 24-25, 2004. Disponível em <http://www.iie.com/publications/papers/williamson0904-2.pdf>

# ANEXO

## AR (1) IEE Período Completo

Dependent Variable: IEE  
Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)  
Date: 11/04/15 Time: 17:25  
Sample: 1/02/2009 12/30/2013  
Included observations: 1235  
Convergence achieved after 11 iterations  
Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	23236.14	3880.630	5.987724	0.0000
AR(1)	0.998972	0.001180	846.8432	0.0000
SIGMASQ	68301.76	1298.576	52.59741	0.0000
R-squared	0.996910	Mean dependent var		26705.43
Adjusted R-squared	0.996905	S.D. dependent var		4703.308
S.E. of regression	261.6641	Akaike info criterion		13.97944
Sum squared resid	84352680	Schwarz criterion		13.99187
Log likelihood	-8629.302	Hannan-Quinn criter.		13.98411
F-statistic	198728.3	Durbin-Watson stat		1.837900
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted AR Roots	1.00			

## AR (1) IEE Período 1

Dependent Variable: IEE\_1  
Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)  
Date: 11/04/15 Time: 20:55  
Sample: 1/02/2009 9/10/2012  
Included observations: 914  
Convergence achieved after 11 iterations  
Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	24621.70	6476.871	3.801480	0.0002
AR(1)	0.999545	0.001212	824.8873	0.0000
SIGMASQ	54408.94	1636.104	33.25518	0.0000
R-squared	0.998128	Mean dependent var		26457.89
Adjusted R-squared	0.998124	S.D. dependent var		5393.864
S.E. of regression	233.6410	Akaike info criterion		13.75639
Sum squared resid	49729767	Schwarz criterion		13.77220
Log likelihood	-6283.668	Hannan-Quinn criter.		13.76242
F-statistic	242844.8	Durbin-Watson stat		1.964024
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted AR Roots	1.00			

### AR (1) IEE Período 2

Dependent Variable: IEE  
Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)  
Date: 11/05/15 Time: 15:09  
Sample: 9/11/2012 12/30/2013  
Included observations: 321  
Convergence achieved after 65 iterations  
Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	27754.76	730.4101	37.99887	0.0000
AR(1)	0.979788	0.009423	103.9738	0.0000
SIGMASQ	103614.3	3658.941	28.31812	0.0000
R-squared	0.935959	Mean dependent var		27410.25
Adjusted R-squared	0.935556	S.D. dependent var		1273.969
S.E. of regression	323.4066	Akaike info criterion		14.41503
Sum squared resid	33260196	Schwarz criterion		14.45027
Log likelihood	-2310.612	Hannan-Quinn criter.		14.42910
F-statistic	2323.789	Durbin-Watson stat		1.937273
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted AR Roots	.98			

### AR (1) período completo log retorno

Dependent Variable: DLOGIEE  
Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)  
Date: 11/04/15 Time: 18:29  
Sample: 1/05/2009 12/30/2013  
Included observations: 1234  
Convergence achieved after 9 iterations  
Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.000410	0.000312	1.314969	0.1888
AR(1)	0.047515	0.019902	2.387477	0.0171
SIGMASQ	9.51E-05	2.24E-06	42.53373	0.0000
R-squared	0.002259	Mean dependent var		0.000411
Adjusted R-squared	0.000638	S.D. dependent var		0.009766
S.E. of regression	0.009763	Akaike info criterion		-6.418076
Sum squared resid	0.117326	Schwarz criterion		-6.405634
Log likelihood	3962.953	Hannan-Quinn criter.		-6.413396
F-statistic	1.393752	Durbin-Watson stat		2.001737
Prob(F-statistic)	0.248534			
Inverted AR Roots	.05			



### AR (1) período 1 log-retorno

Dependent Variable: DLOGIEE1  
Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)  
Date: 11/04/15 Time: 21:04  
Sample: 1/05/2009 9/10/2012  
Included observations: 913  
Convergence achieved after 5 iterations  
Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.000796	0.000299	2.663896	0.0079
AR(1)	-0.028116	0.029113	-0.965760	0.3344
SIGMASQ	7.97E-05	2.67E-06	29.83893	0.0000
R-squared	0.000787	Mean dependent var		0.000795
Adjusted R-squared	-0.001409	S.D. dependent var		0.008937
S.E. of regression	0.008944	Akaike info criterion		-6.592479
Sum squared resid	0.072789	Schwarz criterion		-6.576652
Log likelihood	3012.467	Hannan-Quinn criter.		-6.586437
F-statistic	0.358565	Durbin-Watson stat		1.992780
Prob(F-statistic)	0.698777			
Inverted AR Roots	-.03			

### AR (1) período 2 log retorno

Dependent Variable: DLOGIEE2  
Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)  
Date: 11/05/15 Time: 15:19  
Sample: 9/12/2012 12/30/2013  
Included observations: 320  
Convergence achieved after 32 iterations  
Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-0.000603	0.000800	-0.754058	0.4514
AR(1)	0.069380	0.036612	1.914425	0.0190
SIGMASQ	0.000133	5.04E-06	26.46490	0.0000
R-squared	0.008287	Mean dependent var		-0.000574
Adjusted R-squared	0.002030	S.D. dependent var		0.011616
S.E. of regression	0.011604	Akaike info criterion		-6.065605
Sum squared resid	0.042684	Schwarz criterion		-6.030277
Log likelihood	973.4969	Hannan-Quinn criter.		-6.051498
F-statistic	1.324444	Durbin-Watson stat		1.868971
Prob(F-statistic)	0.267418			
Inverted AR Roots	.10			

### Teste de heterocedasticidade Período Completo

Heteroskedasticity Test: ARCH

F-statistic	13.77902	Prob. F(4,1225)	0.0000
Obs*R-squared	52.95831	Prob. Chi-Square(4)	0.0000

Test Equation:  
Dependent Variable: RESID^2  
Method: Least Squares  
Date: 11/04/15 Time: 18:39  
Sample (adjusted): 1/09/2009 12/30/2013  
Included observations: 1230 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	7.25E-05	8.63E-06	8.395591	0.0000
RESID^2(-1)	0.196246	0.028565	6.870067	0.0000
RESID^2(-2)	0.038834	0.029104	1.334297	0.1824
RESID^2(-3)	-0.019864	0.029103	-0.682534	0.4950
RESID^2(-4)	0.021153	0.028565	0.740505	0.4591
R-squared	0.043056	Mean dependent var		9.50E-05
Adjusted R-squared	0.039931	S.D. dependent var		0.000263
S.E. of regression	0.000258	Akaike info criterion		-13.68673
Sum squared resid	8.13E-05	Schwarz criterion		-13.66594
Log likelihood	8422.339	Hannan-Quinn criter.		-13.67891
F-statistic	13.77902	Durbin-Watson stat		2.000424
Prob(F-statistic)	0.000000			

## Teste de heterocedasticidade Período 1

Heteroskedasticity Test: ARCH

F-statistic	4.257825	Prob. F(4,904)	0.0020
Obs*R-squared	16.80882	Prob. Chi-Square(4)	0.0021

Test Equation:

Dependent Variable: RESID^2

Method: Least Squares

Date: 11/05/15 Time: 12:33

Sample (adjusted): 1/09/2009 9/10/2012

Included observations: 909 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	6.23E-05	7.15E-06	8.711974	0.0000
RESID^2(-1)	0.073382	0.033272	2.205490	0.0277
RESID^2(-2)	0.093724	0.033353	2.810052	0.0051
RESID^2(-3)	0.004263	0.033342	0.127852	0.8983
RESID^2(-4)	0.044677	0.033251	1.343642	0.1794
R-squared	0.018492	Mean dependent var	7.94E-05	
Adjusted R-squared	0.014149	S.D. dependent var	0.000164	
S.E. of regression	0.000162	Akaike info criterion	-14.60722	
Sum squared resid	2.38E-05	Schwarz criterion	-14.58075	
Log likelihood	6643.980	Hannan-Quinn criter.	-14.59711	
F-statistic	4.257825	Durbin-Watson stat	2.000809	
Prob(F-statistic)	0.002029			

## Teste de heterocedasticidade Período 2

Heteroskedasticity Test: ARCH

F-statistic	18.83729	Prob. F(4,315)	0.0000
Obs*R-squared	34.81674	Prob. Chi-Square(1)	0.0000

Test Equation:

Dependent Variable: RESID^2

Method: Least Squares

Date: 11/05/15 Time: 15:32

Sample (adjusted): 9/13/2012 12/30/2013

Included observations: 319 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	9.23E-05	1.05E-05	8.795327	0.0000
RESID^2(-1)	0.144050	0.023115	6.231957	0.0000
RESID^2(-2)	0.082424	0.031351	2.610052	0.0051
RESID^2(-3)	0.003763	0.037343	0.127852	0.8983
RESID^2(-4)	-0.154377	0.033751	-5.343642	0.0000
R-squared	0.018492	Mean dependent var	7.94E-05	
Adjusted R-squared	0.014149	S.D. dependent var	0.000164	
S.E. of regression	0.000162	Akaike info criterion	-14.60722	
Sum squared resid	2.38E-05	Schwarz criterion	-14.58075	
Log likelihood	6643.980	Hannan-Quinn criter.	-14.59711	
F-statistic	4.257825	Durbin-Watson stat	2.000809	
Prob(F-statistic)	0.002029			

